

**TRABAJO DE FIN DE GRADO**  
**INGENIERÍA DE TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES**

**ANÁLISIS DE INCIDENCIAS DEBIDAS A  
FALTAS EN RED DE ALTA TENSIÓN**

**ANALYSIS OF INCIDENTS DUE TO  
FAULTS IN HIGH VOLTAGE NET**

**AUTOR:**

Álvaro Arenaz Peralo

**DIRECTOR:**

Francisco Javier Gracia Gómez

**PONENTE:**

Antonio Montañés Espinosa

**ÁREA:**

Departamento de ingeniería Eléctrica

**Escuela de Ingeniería y Arquitectura de Zaragoza**  
**Curso 2018/2019**

 **e-distribución**



**Universidad**  
**Zaragoza**



# Resumen del Trabajo de Fin de Grado:

## Análisis de incidencias debidas a faltas en Red de A.T.

---

En el presente Trabajo de Fin de Grado se ha desarrollado un manual del proceso de análisis de incidencias en la Red de Alta Tensión, una librería en la que se tipifican las distintas faltas que se producen en los elementos del Sistema Eléctrico de Potencia (en adelante S.E.P.) de Aragón y una guía en cual se recogen los casos más frecuentes de incidencias con sus respectivas causas y soluciones. Finalmente, se ha desarrollado una herramienta informática que permite mejorar la operativa en el análisis de incidencias. Para conocer el funcionamiento del aplicativo, también se ha elaborado el manual de uso del mismo.

La principal finalidad del Proyecto es que sirva de consulta para el análisis de incidencias y gestión de las actuaciones de intervención a realizar sobre las protecciones del S.E.P. y que agilice el proceso del mismo. Además, servirá de formación básica para los futuros becarios del Área de Protección y Telecontrol.

Para abordar todo lo descrito, se comienza introduciendo el concepto de S.E.P. y profundizando en el caso de de Aragón. Además, se presentan todas las características y modos de control y gestión del mismo.

Antes de explicar el procedimiento de análisis de incidencias, se exponen los distintos casos de faltas que se producen en la Red, tipificándolas y señalando las características principales de cada una de ellas. Adicionalmente, se presentan las principales herramientas que se utilizan para abordar, analizar y resolver las ya mencionadas incidencias.

Una vez realizado todo lo anterior, se explica el proceso de análisis de incidencias de una manera detallada y, tras ello, se exponen cada una de las mejoras, correcciones u optimizaciones realizadas durante el desarrollo del trabajo.

En los anexos, se recogen de manera detallada todos los puntos recogidos en la memoria del Proyecto, ampliando la información de cada uno de ellos. Adicionalmente, se ha realizado una guía en la que se exponen los distintos tipos de incidencias que se producen en la Red, tanto en los casos en los que el Sistema de Protección ha actuado de forma correcta como en los que se han detectado actuaciones incorrectas del mismo. En dicha guía se encuentran las correspondientes causas, medidas y soluciones a realizar para cumplimentar cada una de las incidencias.

Por mantener la confidencialidad de la empresa e-Distribución, todos los nombres o datos propios de la misma se han sustituido por datos genéricos.

**MEMORIA:**

Análisis de incidencias debidas a faltas en Red de A.T.....	2
---	---

**INTRODUCCIÓN..... 12**

Planteamiento y líneas generales del Trabajo de Fin de Grado.....	12
---	----

Objeto y Alcance del Trabajo de Fin de Grado:.....	13
--	----

**CAPÍTULO 1 ..... 16**

Sistemas Eléctricos de Potencia en la Red de Alta Tensión.....	16
--	----

**CAPÍTULO 2 ..... 18**

Control y Gestión de la Red de Alta Tensión.....	18
--	----

**CAPÍTULO 3 ..... 20**

Faltas en red de alta tensión.....	20
------------------------------------	----

Faltas en paralelo:.....	21
--------------------------	----

Faltas en serie:.....	22
-----------------------	----

**CAPÍTULO 4 ..... 24**

Redes de secuencia en Sistemas Eléctricos de Potencia.....	24
--	----

**CAPÍTULO 5 ..... 26**

Sistemas de protecciones en Sistemas Eléctricos.....	26
--	----

5.1. Protección de sobreintensidad no direccional (51F-N y 50F-N):.....	27
---	----

5.2. Protección de sobreintensidad direccional (67F-N):.....	27
--	----

5.3. Protección distancia (21):.....	28
--------------------------------------	----

5.4. Protección diferencial (87L, 87T, 87B):.....	28
---	----

5.5. Protección de sobretensión y subtensión (59, 27):.....	28
---	----

5.6. Protección de frecuencia (81m-M):.....	28
---	----

5.7. Automatismo de reenganche (79):.....	28
---	----

**CAPÍTULO 6 ..... 30**

Criterios de ajustes de sistema de protección.....	30
--	----

**CAPÍTULO 7 ..... 32**

Modelado de Redes en Software de Simulación.....	32
--	----

7.1. Modelado de transformadores:.....	32
--	----

7.2. Modelado de líneas:.....	33
-------------------------------	----

7.3. Modelado de barras:.....	33
-------------------------------	----

7.4. Modelado de generadores:.....	34
------------------------------------	----

7.5. Modelado de cargas:.....	34
-------------------------------	----

7.6. Modelado del sistema de protección:.....	34
---	----

**CAPÍTULO 8 ..... 36**

Proceso de análisis de incidencias en la Red .....	36
8.1. Recogida de información de partida y análisis inicial: .....	38
8.2. Análisis detallado:.....	40
8.3. Conclusión y dictamen final: .....	44
8.4. Registro de la incidencia en la base de datos: .....	44
<b>CAPÍTULO 9 .....</b>	<b>48</b>
Tipificación de formas de onda de falta:.....	48
9.1. Pre-falta: .....	48
9.2. Falta monofásica a tierra: .....	48
9.3. Falta bifásica: .....	49
9.4. Falta bifásica con conexión a tierra:.....	50
9.5 Falta trifásica equilibrada: .....	50
9.6. Faltas evolutivas: .....	51
<b>CAPÍTULO 10 .....</b>	<b>54</b>
Mejoras operativas para el análisis de las incidencias .....	54
10.1. Automatización de informe inicial:.....	54
10.2. Actualización de la Base de Datos de CAPE:.....	55
10.3. Mejoras y correcciones del Sistema de Protecciones:.....	55
<b>CAPÍTULO 11 .....</b>	<b>56</b>
Conclusiones .....	56
Resumen del Trabajo de Fin de Grado: .....	56
Resultado de los objetivos marcados:.....	56
Líneas de trabajo futuras: .....	57

**ANEXOS:**

<b>ANEXO A .....</b>	<b>60</b>
Sistema eléctrico de potencia.....	60
A.1. Definición:.....	60
A.2 Tipos de redes en Sistemas Eléctricos de Potencia: .....	61
A.3. Instalaciones:.....	63
A.4 Aparamenta del Sistema Eléctrico de Potencia: .....	65
A.5 Tratamiento del neutro en un sistema eléctrico de potencia: .....	68
<b>ANEXO B .....</b>	<b>70</b>
Tipos de falta: .....	70
B.1 Faltas en paralelo o cortocircuitos: .....	70
<b>ANEXO C.....</b>	<b>76</b>
Sistema de protección de un S.E.P.....	76
C.1. Relé de protección:.....	78
C.2. Funciones de protección:.....	79
<b>ANEXO D .....</b>	<b>88</b>
Tipificación de formas de onda en oscilografías .....	88
D.1. Pre-falta:.....	89
D.2. Falta a tierra monofásica:.....	90
D.3 Falta bifásica sin conexión a tierra: .....	92
D.4. Falta bifásica a tierra: .....	94
D.5. Falta trifásica:.....	96
D.6. Faltas evolutivas: .....	98
D.7. Casos particulares:.....	102
<b>ANEXO E.....</b>	<b>106</b>
Librería tipificada de incidencias: .....	106
E.1. Incidencias con actuación del sistema de protecciones correcta: .....	106
E.2. Incidencias con actuación de sistema de protección incorrecta: .....	109
<b>ANEXO F .....</b>	<b>114</b>
Generación de informe automático de incidencia .....	114
<b>BIBLIOGRAFÍA DEL TRABAJO DE FIN DE GRADO .....</b>	<b>124</b>

**FIGURAS:**

Figura 1. Esquema simplificado del Sistema Eléctrico de Potencia .....	16
Figura 2. Sistema Eléctrico de Potencia de Aragón. Datos característicos.....	17
Figura 3. Niveles de gestión y control del S.E.P.....	19
Figura 4. Causantes de faltas en la Red.....	20
Figura 5. Esquema simplificado de una falta monofásica a tierra .....	21
Figura 6. Esquema simplificado de una falta bifásica y falta bifásica a tierra.....	21
Figura 7. Esquema simplificado de una falta trifásica y falta trifásica a tierra.....	22
Figura 8. Esquema simplificado de una falta en serie.....	22
Figura 9. Representación vectorial de las componentes simétricas.....	24
Figura 10. Esquema simplificado de la protección de una posición.....	26
Figura 11. Software de simulación CAPE.....	32
Figura 12. Esquema del proceso de análisis de una incidencia.....	36
Figura 13. Esquema ortogonal de la Red en situación estable.....	39
Figura 14. Recopilatorio de señales del Informe PI.....	40
Figura 15. Oscilografía de una falta bifásica a tierra.....	41
Figura 16. Registro de eventos de una línea de 45 kV.....	42
Figura 17. Simulación de falta monofásica a tierra en CAPE en modo Short Circuit.....	43
Figura 18. Simulación de la actuación del Sistema de Protección ante una falta monofásica. ....	43
Figura 19. Formulario a rellenar para introducir incidencia en Base de Datos.....	45
Figura 20. Actuaciones a introducir de los elementos involucrados.....	46
Figura 21. Oscilografía que recoge la forma de onda de la situación estable de red. ....	48
Figura 22. Forma de onda de la tensión e intensidad de una falta monofásica a Tierra.....	49
Figura 23. Forma de onda de la tensión e intensidad de una falta bifásica. ....	49
Figura 24. Forma de onda de la tensión e intensidad de una falta bifásica con conexión a tierra. .....	50
Figura 25. Forma de onda de la tensión e intensidad de una falta bifásica. ....	50
Figura 26. Forma de onda de una falta bifásica que evoluciona a trifásica. ....	51
Figura 27. Forma de onda de una falta monofásica a tierra que evoluciona a bifásica a tierra. ....	52
Figura 28. Formulario del aplicativo "Generar Informe de incidencia" desarrollado.....	55
Figura 29. Esquema del Sistema Eléctrico de Potencia.....	60
Figura 30. Esquema simplificado de una red mallada.....	61
Figura 31. Esquema simplificado de una red radial. ....	62
Figura 32. Esquema simplificado de una red en bucle.....	62
Figura 33. Subestación Transformadora.....	63
Figura 34. Centro de distribución de Media Tensión.....	63
Figura 35. Centro de Transformación. ....	64
Figura 36. Seccionamiento (a la izquierda) y cuadro de mando (a la derecha).....	64
Figura 37. Barras de una subestación. ....	65
Figura 38. Transformador de potencia.....	65
Figura 39. Interruptor automático. ....	66
Figura 40. Seccionador. ....	66
Figura 41. Transformador de tensión. ....	67
Figura 42. Transformador de intensidad.....	67
Figura 43. Vistas de los componentes principales de una subestación.....	68
Figura 44. Esquema de puesta a tierra con neutro aislado. ....	68
Figura 45. Esquema de puesta a tierra rígida a tierra.....	69

Figura 46. Esquema de puesta a tierra con impedancia. ....	69
Figura 47. Esquema simplificado de una falta a tierra monofásica de la fase A. ....	70
Figura 48. Circuito de las redes de secuencia para una falta monofásica. ....	71
Figura 49. Esquema simplificado de una falta bifásica de la fase A. ....	72
Figura 50. Circuito de las redes de secuencia para falta bifásica. ....	72
Figura 51. Esquema simplificado de una falta bifásica a tierra. ....	73
Figura 52. Circuito de las redes de secuencia de una falta bifásica a tierra. ....	74
Figura 53. Esquema simplificado de una falta trifásica a tierra. ....	75
Figura 54. Circuito de las redes de secuencia de una falta trifásica. ....	75
Figura 55. Esquema simplificado del Sistema de Protección de una posición. ....	77
Figura 56. Esquema unifilar funcional de una protección en una posición. ....	78
Figura 57. Esquema de conexionado de la R.T.U. con los relés de la instalación. ....	79
Figura 58. Tipos de curvas Intensidad-Tiempo para las funciones de sobreintensidad (izquierda) y curva combinada de tiempo inverso e instantáneo (derecha). ....	80
Figura 59. Curvas Intensidad-Tiempo para funciones de sobreintensidad según norma IEC 255- 3. ....	81
Figura 60. Esquema simplificado de falta en una línea de M.T. ....	82
Figura 61. Zona de operación para función sobreintensidad direccional homopolar con neutro aislado. ....	83
Figura 62. Tipos de áreas de operación en diagrama R-X para función distancia. ....	83
Figura 63. Zonas de protección para función distancia. ....	84
Figura 64. Áreas de operación para las distintas zonas de protección de la función distancia. ....	84
Figura 65. Esquema simplificado de la función diferencial. ....	85
Figura 66. Gráfica de frenado porcentual para función de protección diferencial. ....	86
Figura 67. Señales analógicas y digitales de una falta bifásica representada en una oscilografía. .....	88
Figura 68. Forma de onda en situación estable (pre-falta). ....	89
Figura 69. Diagrama de fasores en situación estable (pre-falta). ....	89
Figura 70. Forma de onda de una falta monofásica a tierra en una oscilografía. ....	90
Figura 71. Valores eficaces de tensión e intensidad de una falta monofásica a tierra. ....	91
Figura 72. Diagrama de fasores de tensión e intensidad de una falta monofásica a tierra. ....	91
Figura 73. Forma de onda de tensiones e intensidades de una falta bifásica. ....	92
Figura 74. Valores eficaces tensiones e intensidades de una falta bifásica. ....	93
Figura 75. Diagrama de fasores de una falta bifásica. ....	93
Figura 76. Forma de onda de tensión e intensidad de una falta bifásica a tierra. ....	94
Figura 77. Valores eficaces de la tensión e intensidad de una falta bifásica a tierra. ....	95
Figura 78. Diagrama de fasores de tensión e intensidad de una falta bifásica a tierra. ....	95
Figura 79. Formas de onda de las tensiones e intensidades de una falta trifásica equilibrada. ....	96
Figura 80. Valores eficaces de las tensiones e intensidades de una falta trifásica equilibrada. ....	97
Figura 81. Diagrama de fasores de una falta trifásica equilibrada. ....	97
Figura 82. Forma de onda de las tensiones e intensidades de una falta monofásica a tierra que evoluciona a bifásica a tierra. ....	98
Figura 83. Valores eficaces de las tensiones e intensidades de una falta monofásica a tierra que evoluciona a bifásica a tierra. ....	99
Figura 84. Diagrama de fasores de una falta monofásica a tierra (diagramas de la izquierda) que evoluciona a falta bifásica a tierra (diagramas de la derecha). ....	99



Figura 85. Formas de onda de las tensiones e intensidades de una falta bifásica que evoluciona a trifásica. ....	100
Figura 86. Valores eficaces de las tensiones e intensidades de una falta bifásica que evoluciona a trifásica. ....	101
Figura 87. Diagrama de fasores de una falta bifásica que evoluciona a trifásica. ....	101
Figura 88. Representación de las formas de onda y valores eficaces de las tensiones e intensidades del fenómeno de la ferresonancia. ....	102
Figura 89. Formas de onda y valores eficaces de las tensiones e intensidades de una energización de un transformador. ....	103
Figura 90. Esquema de la aportación de corriente homopolar de un transformador a una falta a tierra. ....	104
Figura 91. Forma de onda de la aportación de corriente homopolar de un transformador a una falta a tierra. ....	104
Figura 92. Actuaciones de los extremos de un circuito mallado (izquierda) y un circuito en antena (derecha) para una falta. ....	106
Figura 93. Actuación de las posiciones de un transformador ante una falta interna. ....	106
Figura 94. Esquema simplificado de la actuación ante una falta en barras A.T. ....	107
Figura 95. Esquema simplificado de la actuación ante una falta en barras M.T. ....	107
Figura 96. Actuación ante falta en línea de Media Tensión. ....	108
Figura 97. Actuación ante falta a tierra en M.T. con escasa aportación de intensidad capacitiva en las líneas. ....	108
Figura 98. Actuación del sistema de protección ante falta en circuito con ausencia de actuación en un extremo. ....	109
Figura 99. Actuación de la protección ante falta en línea M.T. con ausencia de actuación de la misma. ....	109
Figura 100. Actuación del sistema de protección ante una falta en un transformador con ausencia de actuación del mismo. ....	110
Figura 101. Descoordinación del extremo de un circuito ante una falta en circuito adyacente. ....	111
Figura 102. Falta en múltiple circuito por apoyo común. ....	112
Figura 103. Formulario del aplicativo "Generar Informe de Incidencia". ....	114
Figura 104. Introducción de fecha y hora en las que se ha producido la falta en el formulario. ....	115
Figura 105. Elección del tipo de elemento (entorno) en el que se ha producido la falta como suposición del análisis inicial. ....	115
Figura 106. Elección del circuito A.T. donde se ha producido la falta. ....	116
Figura 107. Elección de la línea M.T. donde se ha producido la falta. ....	116
Figura 108. Elección del transformador en el que se ha producido la falta. ....	116
Figura 109. Introducción de las actuaciones realizadas por las protecciones de líneas A.T. ante la falta. ....	117
Figura 110. Introducción de las actuaciones realizadas por las protecciones de líneas M.T. ante la falta. ....	117
Figura 111. Introducción de las actuaciones realizadas por las protecciones de un transformador ante la falta. ....	118
Figura 112. Actuaciones de las protecciones añadidas de una incidencia. ....	118
Figura 113. Introducción del análisis inicial de la incidencia en el formulario. ....	119
Figura 114. Introducción de las acciones a realizar en posiciones de líneas A.T. ....	119

Figura 115. Introducción de acciones a realizar en posiciones de líneas M.T. para el posterior análisis riguroso. ....	120
Figura 116. Introducción de actuaciones en posiciones de un transformador para el posterior análisis riguroso. ....	120
Figura 117. Introducción de las conclusiones de análisis inicial. ....	121
Figura 118. Elección de las subestaciones a filtrar en el Informe PI. ....	121
Figura 119. Falta en circuito con falta de actuación en uno de los extremos. ....	122
Figura 120. Formulario del aplicativo "Generar informe de incidencia" con los campos rellenos. ....	122
Figura 121. Resultado de la generación automática del informe a partir del aplicativo. ....	123

# **MEMORIA DEL TRABAJO DE FIN DE GRADO**



# INTRODUCCIÓN

## Planteamiento y líneas generales del Trabajo de Fin de Grado

---

El presente Trabajo de Fin de Grado ha sido desarrollado durante la realización de la beca de Protección y Telecontrol impartida en e-Distribución Redes Digitales S.L., y que se inició el 3 de junio de 2019. Dicha beca fue proporcionada por la Fundación CIRCE, amparada en el convenio de Cooperación Educativa firmado entre esta Fundación y Endesa.

El Proyecto ha sido dirigido por Francisco Javier Gracia Gómez, Responsable del Área de Protecciones y Telecontrol de e-Distribución en la División de Aragón. En cuanto a la representación de la Universidad, se ha tenido como ponente al profesor Antonio Montañés Espinosa del Área de Ingeniería Eléctrica de la Escuela de Ingeniería y Arquitectura de Zaragoza.

e-Distribución es una Sociedad Jurídica perteneciente a Endesa S.A., siendo una de las más importantes empresas de electricidad de España. Dentro de Endesa, e-Distribución es la responsable de la explotación de la Red eléctrica de alta, media y baja tensión de su ámbito de influencia.

Como Empresa distribuidora, tiene la obligación de mantener el suministro eléctrico con los mejores índices de calidad posibles y siempre dentro de los umbrales legales fijados, todo esto en condiciones máximas de seguridad y estabilidad,

Los sistemas de protección de la Red eléctrica son los encargados de detectar y aislar incidencias en la red con el fin de evitar los daños que pueden causar a las personas y a las instalaciones.

Dentro de la función de Distribución y Explotación de la Red, se define una incidencia en la red como cualquier situación imprevista que provoca una desestabilización de los parámetros eléctricos y que puede implicar la actuación de los equipos de protección pudiendo provocar la falta de suministro eléctrico durante un periodo determinado de tiempo. En este sentido, para garantizar una continuidad y calidad determinadas en el suministro de energía eléctrica, se deberán evitar o eliminar en el menor tiempo posible las causas que provoquen esos incidentes en la red.

Dentro de e-Distribución, el Área de Protección y Telecontrol es la encargada de instalar, explotar y mantener el Sistema de protecciones eléctricas de la totalidad de la Red de su influencia, así como de realizar el análisis de las incidencias que se producen en la Red, que en el caso de la beca impartida, se circunscribe a la Red Eléctrica de A.T. y M.T. de Aragón.

## Objeto y Alcance del Trabajo de Fin de Grado:

---

El Proyecto en cuestión se centrará en el análisis de las incidencias producidas en la Red eléctrica de Alta Tensión y, en concreto, en la Red eléctrica en Aragón. En base a estas incidencias, se realizarán mejoras operativas en las herramientas y procedimientos necesarios para abordarlas. Además, también servirá como guía para futuros becarios que realicen su actividad en el Área de Protección y Telecontrol.

Los objetivos marcados para este Trabajo de Fin de Grado son los siguientes:

- Estudio del Sistema de Protección y Control utilizado por e-Distribución en el Sistema Eléctrico de Potencia de Aragón.
- Descripción detallada del actual proceso de análisis de incidencias en la Red.
- Explicación del desarrollo de las herramientas informáticas a realizar para la mejora y optimización operativa del proceso de análisis.
- La propia memoria servirá como guía para la formación básica de los futuros becarios del Área de Protección y Telecontrol de e-Distribución.
- Realización de un manual de uso del aplicativo que se desarrollará para la generación automática del informe de la incidencia.
- Desarrollo de una librería de tipificación de las faltas producidas en la Red donde se recogen las características, fundamentos teóricos y representaciones gráficas en oscilografías de cada una de ellas.
- Presentación de los distintos casos de incidencias que se producen en la Red, tanto con actuaciones correctas como incorrectas del Sistema de Protección. En caso de ser incorrectas, se presentarán las causas del comportamiento, las medidas y las soluciones a realizar para abordar el problema. Servirá como la consulta en la que se apoyará el análisis de incidencias para poder abordarla con mayor facilidad.

En lo que se refiere al alcance del proyecto, en la memoria del trabajo se recogerá la explicación del procedimiento del análisis de incidencias en la Red Eléctrica de manera generalista y la presentación de las mejoras operativas desarrolladas durante la realización del Proyecto. Todo lo anterior se divide en once capítulos, que se resumen a continuación:

- Sistema Eléctrico de Potencia (en adelante S.E.P.) en una Red de Alta Tensión: se introducirá la memoria mediante la definición del S.E.P., así como la exposición de las partes que lo componen. Posteriormente se centrará la exposición en el S.E.P. de Aragón, mostrándose los datos más representativos del mismo.
- Control y Gestión de la Red de Alta Tensión: se presentarán los principales componentes y características de la calidad del suministro de energía eléctrica. Además, se explicará la estructura y equipos necesarios para el Control y Gestión de la Red Eléctrica.
- Faltas en la Red de Alta Tensión: se explicará en qué consiste una incidencia en la red, así como la exposición de los tipos de incidencias más frecuentes que se producen.
- Redes de secuencia: en este capítulo se expondrá los fundamentos teóricos utilizados para la obtención de los parámetros de la energía eléctrica, necesario para el análisis de incidencias.

- Sistemas de Protecciones: se expondrá el principio de funcionamiento, los equipos y componentes que conforman el Sistema de Protecciones de la Red Eléctrica.
- Criterio de ajustes de protecciones: en este capítulo se presentarán los fundamentos y criterios necesarios para ajustar de manera correcta las funciones de protección del S.E.P.
- Modelado de redes: se explicará el principio de funcionamiento del software de simulación CAPE, utilizado para el estudio y simulación del funcionamiento del Sistema de Protecciones y el análisis de incidencias en la red. También se explicará de manera resumida cómo se modela la red en el paquete de software comentado.
- Proceso de análisis de incidencia: se expondrán los pasos a seguir, así como las herramientas necesarias para realizarlos (visor de oscilografías, simulador, relatorio de señales, etc.), del análisis de incidencias en la Red Eléctrica.
- Tipificación de formas de onda de falta: se recogerán y se realizará una breve explicación de las distintas formas de onda más comunes de las incidencias en la red, registradas por el Sistema de Protecciones en oscilografías.
- Mejoras operativas: se presentarán las mejoras operativas realizadas durante la realización de la beca con el fin de optimizar y facilitar el procedimiento de análisis de incidencias.

Para una mayor información de cada uno de los capítulos que contiene la memoria, se incluyen seis anexos, en los cuales se profundizará, con mayor detalle, toda la materia expuesta en la memoria.

En el Anexo A se desarrollarán los puntos expuestos en el Capítulo 1 sobre el Sistema Eléctrico de Potencia, identificando y describiendo cada una de sus partes y elementos.

En el Anexo B, se explicará en profundidad los fundamentos teóricos y características de los tipos de faltas expuestos en el Capítulo 3.

En el Anexo C, se recogerá información de la estructura, funcionamiento, equipamiento y principios de ajustes de las funciones de los Sistemas de Protecciones.

La tipificación de las formas de onda en forma de librería para los distintos casos de faltas producidas en la Red expuestos en el Capítulo 9, se encontrarán explicados de manera más desarrollada (incluyéndose casos particulares no recogidos en dicho capítulo) en el Anexo D.

El Anexo E recogerá las características y soluciones a seguir para los casos de incidencias más comunes en el Sistema Eléctrico de Potencia de Aragón, exponiéndose casos reales que han sucedido y presentándose las soluciones y medidas que se tomaron para abordarlos. La principal finalidad es que sirva de guía de consulta para la tarea de análisis de incidencias.

El Anexo F será una guía para el uso de los nuevos aplicativos y mejoras desarrolladas para optimizar el procedimiento del análisis de incidencias de la Red.





# CAPÍTULO 1

## Sistemas Eléctricos de Potencia en la Red de Alta Tensión

Se define Sistema Eléctrico de Potencia (en adelante S.E.P.) como el conjunto de instalaciones y equipos que tienen como finalidad la producción, el transporte y la distribución de la energía eléctrica desde las instalaciones de generación hasta los usuarios finales en múltiples puntos de consumo de una zona, ciudad, región o país y tan económicamente como sea posible, en la cantidad deseada y con un nivel aceptable de calidad, seguridad, estabilidad y confiabilidad.

Desde el punto de vista funcional, el S.E.P. se estructura en cuatro partes principales que agrupan aquellas instalaciones y equipos que lo conforman en base a la función que realizan en el mismo.

Estas cuatro funciones principales son:

- **Generación:** Instalaciones donde se genera la energía eléctrica a suministrar.
- **Transporte:** Consiste en el conjunto de líneas de alta tensión que realizan la función de enlazar los centros de generación con los centros primarios de distribución
- **Transformación:** Corresponde a los centros donde se realiza la transformación de la tensión, desde el nivel de transporte hasta el de distribución.
- **Distribución-Consumo:** Corresponde al conjunto de líneas, cables y transformadores necesarios para distribuir la energía eléctrica en los niveles de media y baja tensión hasta la diferente gama de receptores de consumo finales.

La energía eléctrica debe suministrarse de manera ininterrumpida y garantizarse una calidad de onda de tal forma que sus parámetros (frecuencia, factor de potencia, valor eficaz, armónicos, etc.) estén dentro de unos umbrales establecidos que permitan realizar una explotación del Sistema en situación estable y segura [1].

Centrándose concretamente en el S.E.P. de Aragón, la tensión de la energía eléctrica generada en las distintas centrales se eleva en las Estaciones de Transformación (E.E.T.T.) hasta unos valores para de transporte comprendidos entre 132 y 400kV. Esta energía se conduce por la Red de transporte de A.T. hasta las subestaciones de transformación (S.S.E.E.T.T.) donde la tensión es reducida hasta valores comprendidos entre 132 y 10 kV y donde ya se distribuye a través de las redes de distribución de MT y BT hasta los puntos de consumo finales. En la Figura 1 se puede observar el recorrido que sigue la electricidad, desde su generación hasta el consumidor final.

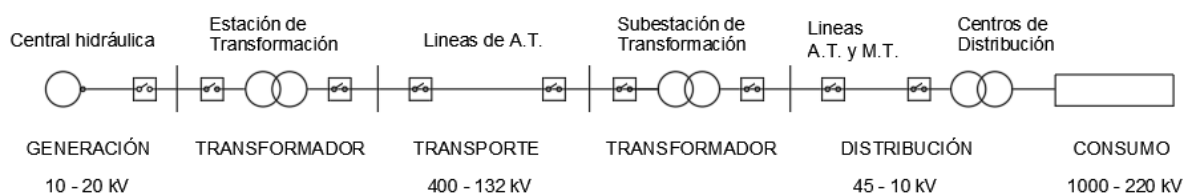


Figura 1. Esquema simplificado del Sistema Eléctrico de Potencia

En el S.E.P. de Alta Tensión de Aragón, como en la mayoría de los casos, se trata de un sistema trifásico con conexión de neutro rígido a tierra.

En el caso de la Red de Media Tensión, el sistema de distribución es trifásico con neutro aislado.

La Red de Baja Tensión, la distribución se realiza mediante un sistema trifásico con neutro rígido a tierra.

A continuación se muestran los datos más representativos del Sistema Eléctrico de Potencia de Aragón:

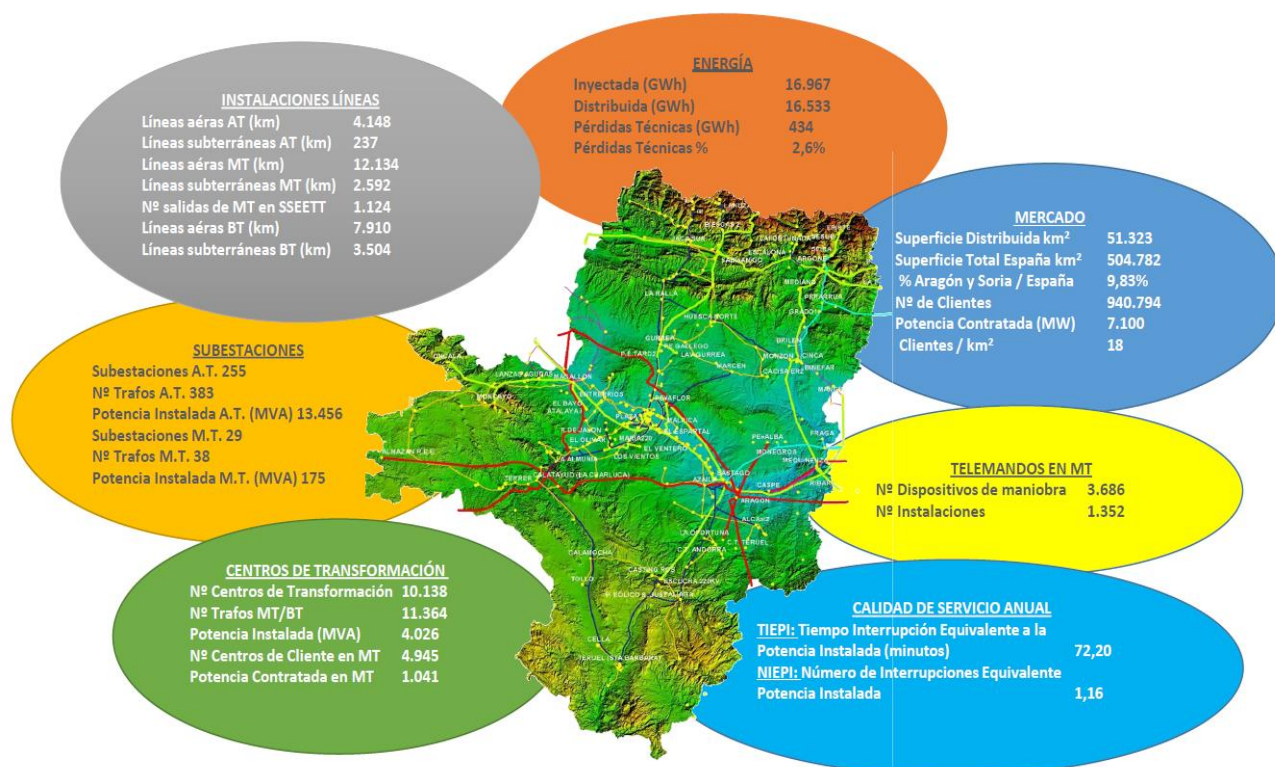


Figura 2. Sistema Eléctrico de Potencia de Aragón. Datos característicos.

Para una mayor información sobre el Sistema Eléctrico de Potencia, acudir al Anexo A.

## CAPÍTULO 2

### Control y Gestión de la Red de Alta Tensión

---

Para poder mantener el S.E.P. con una calidad deseada y operativo de manera permanente, se necesita recoger una determinada información del funcionamiento en tiempo real del mismo.

Para ello, el S.E.P. se apoya en un sistema secundario de telecomunicaciones que se encarga de recoger información en tiempo real o en diferido de los equipos y dispositivos de las instalaciones explotadas y que son necesarios para una gestión y control óptimo de la Red, desde uno o varios centros de control remotos.

Principalmente, la información necesaria para controlar el S.E.P. es la siguiente:

- **Tensiones e intensidades:** esta información permite controlar que sus valores no superen unos umbrales superiores e inferiores establecidos. Dichas medidas se consiguen mediante el uso de transformadores de tensión y de intensidad tanto para la medida como para la protección de los equipos.
- **Potencias:** necesaria para conocer la cantidad de potencia que demandan el conjunto de consumidores y la cantidad que se está generando. También es necesaria para conseguir el equilibrado de los flujos de cargas y su uso en los paquetes de aplicaciones de Red.
- **Estado de los elementos de la Red:** el envío remoto de teleseñalizaciones informando del estado de los equipos telecontrolados que conforman el S.E.P. permite conocer la conectividad de la Red y si el estado de la red es el estable o no para poder garantizar el suministro de la energía eléctrica a todos los puntos de consumo. Principalmente la información que se recoge es la conexión o desconexión de los equipos que conforman el conjunto de elementos de la red, así como las alarmas generadas relacionadas con la actuación de protecciones.

La obtención de esta información y el posterior control de la red se pueden realizar desde cuatro niveles distintos:

- **Nivel 0:** Los propios equipos del Sistema de potencia son los utilizados para recoger los datos (transformadores, interruptores, seccionadores, etc.). Las maniobras de este nivel se realizan de manera manual, bien local o telemandada, es decir, se actúa sobre ellos de forma voluntaria para ejecutarlas.
- **Nivel 1:** Se disponen de equipos de medida, protección y mando en la propia Subestación, donde toda la información de la que disponen proviene de los equipos indicados en el nivel 0. De esta manera, los operarios pueden realizar maniobras locales en la propia subestación de forma distante a los propios equipos y con seguridad.
- **Nivel 2:** Este nivel está constituido por la Unidad de Control de Subestación (U.C.S., donde se concentra toda la información proveniente del nivel 1. Por medio de un terminal local, se gestiona la Subestación desde un único equipo (PC o módulo específico del fabricante de la UCS).

- **Nivel 3:** La información registrada en la UCS se transmite mediante un sistema de comunicaciones que utiliza distintos medios físicos (fibra óptica, radiofrecuencia, onda portadora, cables de pares...) hasta los denominados Centros de Control, desde los cuales se controla en tiempo real, la totalidad de los elementos del sistema eléctrico de forma remota mediante un sistema de telecomunicaciones. El Sistema informático utilizado para el control remoto de la Red en tiempo real se denomina SCADA (Supervisory Control And Data Adquisition), donde se ejecutan una serie de funciones y programas que permiten controlar y explotar la Red en condiciones seguras y minimizando las pérdidas técnicas.

A continuación se muestran imágenes de cada uno de los niveles de control de la Red:



Nivel 0



Nivel 1



Nivel 2



Nivel 3

Figura 3. Niveles de gestión y control del S.E.P.

En el Anexo A se muestran y explican las instalaciones, redes, sistemas y equipos necesarios para el control y gestión del S.E.P.

## CAPÍTULO 3

### Faltas en red de alta tensión

---

Las faltas son perturbaciones en la Red eléctrica que producen la alteración de sus condiciones de servicio [2]. Las consecuencias de una falta en la Red de Alta Tensión puede ir desde la indisponibilidad de un elemento de una instalación hasta provocar un cero zonal (pérdida total de suministro de energía eléctrica en una amplia región), afectando a un gran número de subestaciones. Debido a la catástrofe que puede llegar a provocar, se deben intentar evitar todo lo posible y, en caso de que sean inevitables, aislar el escenario de la falta del resto de circuitos de la red en el menor tiempo posible

Como se ha indicado en el Capítulo 1, la explotación de la Red de Alta Tensión de Aragón, se realiza mediante un sistema trifásico con puesta a tierra directa del neutro, influyendo en las características de las faltas que se producen.

Las causas que provocan una falta pueden ser muy variadas, pero principalmente son originadas por agentes atmosféricos naturales (caída de árboles, tormentas, tornados, etc.), fauna (aves que se posicionan en líneas aéreas o roedores que se introducen en los elementos de las instalaciones), intervención de terceros (máquinas excavadoras, obras), fallo de equipos por envejecimiento o degradación y errores humanos.



Figura 4. Causantes de faltas en la Red.

Las principales características que definen una falta son los valores de tensión e intensidad, la forma de onda, el desequilibrio de las componentes simétricas y la duración de la falta.



A continuación se van a presentar los distintos tipos de falta que hay según las fases que hayan involucradas el desequilibrio de las fases. En el Anexo B se explicarán con mayor detalle cada tipo de falta, así como sus características principales.

### Faltas en paralelo:

Son producidas por el contacto entre dos puntos de la red, es decir, cuando se produce un cortocircuito.

Dependiendo de las fases y del tipo de conexión a tierra que se tenga en la explotación de la Red, las faltas en paralelo (cortocircuitos) pueden ser:

- Falta monofásica a tierra: se produce cuando una de las fases se pone en contacto a tierra.

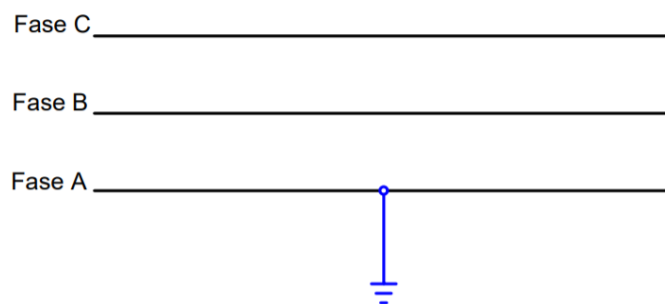


Figura 5. Esquema simplificado de una falta monofásica a tierra.

- Falta bifásica: se produce cuando se ponen en contacto dos de las fases activas. Adicionalmente, pueden estar también conectadas a tierra.

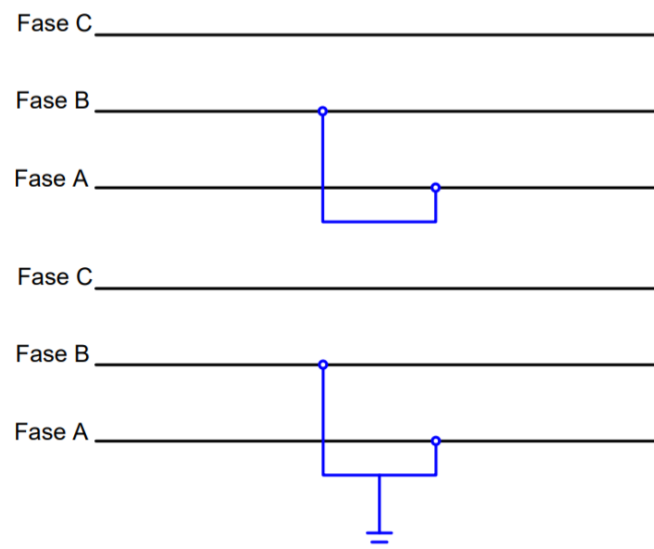


Figura 6. Esquema simplificado de una falta bifásica y falta bifásica a tierra.

- **Falta trifásica:** se produce cuando se ponen en contacto las tres fases activas del sistema trifásico de potencia. De nuevo, pueden estar conectadas a tierra o no.

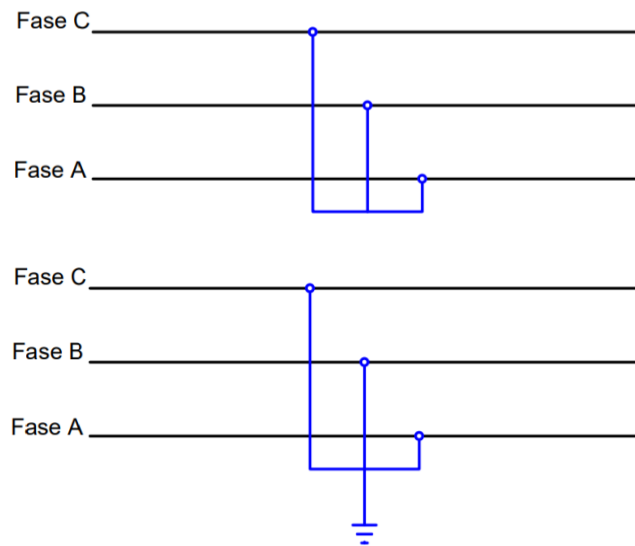


Figura 7. Esquema simplificado de una falta trifásica y falta trifásica a tierra.

### Faltas en serie:

Un ejemplo de falta en serie es la apertura en un punto del conductor de una de las fases del circuito (ruptura de uno de los cables), creándose un desequilibrio entre las mismas.

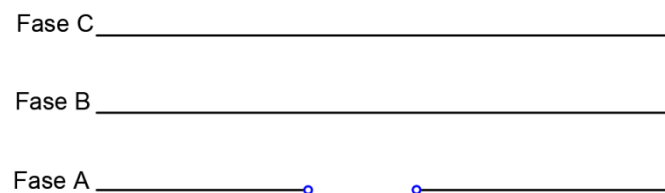


Figura 8. Esquema simplificado de una falta en serie.





## CAPÍTULO 4

### Redes de secuencia en Sistemas Eléctricos de Potencia

Un sistema trifásico se puede expresar como la combinación lineal de tres componentes, cada una de las cuales contiene tres fasores. Estas tres componentes se denominan componentes simétricas, las cuales son:

- Componente de secuencia directa: consiste en tres fasores del mismo valor en módulo y desfasados  $120^\circ$  entre sí.
- Componente de secuencia inversa: consiste en tres fasores del mismo valor en módulo que la secuencia directa, pero desfasados  $120$  grados con respecto a la secuencia directa y entre sí.
- Componente de secuencia homopolar: consiste en tres fasores del mismo valor y argumento.

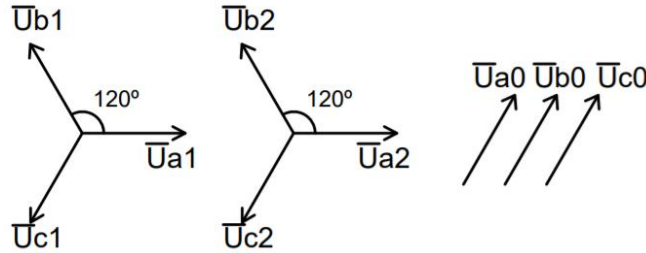


Figura 9. Representación vectorial de las componentes simétricas.

Mediante las tres componentes explicadas se puede obtener los valores de tensión o intensidad del sistema trifásico real. Esto resulta muy útil para el estudio y obtención de los parámetros de las faltas explicadas [3].

Las redes de secuencia directa, inversa y homopolar conforman tres circuitos monofásicos utilizados para representar de manera simplificada las componentes simétricas de las tensiones e intensidades de cargas trifásicas. Con estas redes se pueden calcular, mediante las leyes de Kirchoff y de Ohm, las componentes simétricas de la tensión e intensidad del sistema trifásico. A partir de estas componentes simétricas y mediante la combinación lineal de las mismas, se obtienen las tensiones e intensidades de cada uno de los casos de falta explicados.

A continuación se muestra la combinación lineal entre los fasores reales y las componentes simétricas:

$$\begin{bmatrix} \overline{U_a} \\ \overline{U_b} \\ \overline{U_c} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \overline{U_0} \\ \overline{U_1} \\ \overline{U_2} \end{bmatrix} = [A] \cdot \begin{bmatrix} \overline{U_0} \\ \overline{U_1} \\ \overline{U_2} \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} \overline{I_a} \\ \overline{I_b} \\ \overline{I_c} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \overline{I_0} \\ \overline{I_1} \\ \overline{I_2} \end{bmatrix} = [A] \cdot \begin{bmatrix} \overline{I_0} \\ \overline{I_1} \\ \overline{I_2} \end{bmatrix}$$

En la Tabla 1 se pueden observar las fórmulas que permiten obtener la intensidad de falta de cada uno de los casos. En el Anexo B se detalla la explicación y demostración de cada una de las fórmulas expuestas.

	Componentes Simétricas	Intensidades de falta
<b>Monofásica (L-T)</b>	$\bar{I}_1 = \bar{I}_2 = \bar{I}_0$ $\bar{I}_1 = \frac{\bar{U}_f}{\bar{Z}_{1th_k} + \bar{Z}_{2th_k} + \bar{Z}_{0th_k} + 3 \cdot \bar{Z}_f}$	$\bar{I}_F = 3 \cdot \bar{I}_0$
<b>Bifásica (L-L)</b>	$\bar{I}_1 = -\bar{I}_2$ $\bar{I}_1 = \frac{\bar{U}_f}{\bar{Z}_{1th_k} + \bar{Z}_{2th_k} + \bar{Z}_f}$ $\bar{I}_2 = -\frac{\bar{U}_f}{\bar{Z}_{1th_k} + \bar{Z}_{2th_k} + \bar{Z}_f}$ $\bar{I}_0 = 0$	$\bar{I}_F = \bar{I}_S = -\bar{I}_T$ Falta entre fases S y T
<b>Bifásica a tierra (L-L-T)</b>	$\bar{I}_1 = \frac{\bar{U}_f}{\bar{Z}_{1th_k} + \frac{\bar{Z}_{2th_k} \cdot \bar{Z}_{0th_k}}{\bar{Z}_{2th_k} + \bar{Z}_{0th_k}}}$ $\bar{I}_2 = \frac{\bar{U}_f}{\bar{Z}_{2th_k}}$ $\bar{I}_0 = \frac{\bar{U}_0}{\bar{Z}_{0th_k}}$	$\bar{I}_2 = 3 \cdot \bar{I}_0$
<b>Trifásica (L-L-L)</b>	$\bar{I}_1 = \frac{\bar{U}_f}{\bar{Z}_{1th_k}}$ $\bar{I}_2 = \bar{I}_0 = 0$	$\bar{I}_F = \bar{I}_1$

Tabla 1. Componentes simétricas para cada uno de los tipos de falta en paralelo.

## CAPÍTULO 5

### Sistemas de protecciones en Sistemas Eléctricos

Para proteger la red de las distintas faltas explicadas en Capítulo 3, se dispone de un sistema de protecciones cuya principal función es aislar el entorno de la falta del resto de circuitos de la red. De esta manera se consigue que la falta no se propague y quede acotada en un entorno lo más pequeño posible.

El funcionamiento del sistema de protección en su conjunto es el siguiente (ver esquema de protección simplificado de Figura 10):

- Mediante los **transformadores de tensión e intensidad**, se proporciona a la protección la información de las magnitudes eléctricas de la posición a proteger (línea, transformador, barras, etc.). Estos equipos transforman los valores de tensiones e intensidades desde el nivel de potencia (kV y kA) al nivel de control (110 V y 1-5 A) mediante una relación proporcional.
- El elemento previamente ajustado cuya función es la detección de faltas se denomina **relé de protección**. En dicho relé se configuran unos valores máximos y mínimos de las magnitudes eléctricas a partir de los cuales detecta falta en la posición y ordena la apertura del **interruptor** o interruptores para despejarla.
- Todos los eventos que registra el relé son enviados a la **Unidad Terminal Remota** (R.T.U.) que, a partir del sistema de telecomunicaciones, se comunica con el Centro de Control remoto suministrándole la información del motivo de la actuación del relé y de los equipos que han sido abiertos [14].

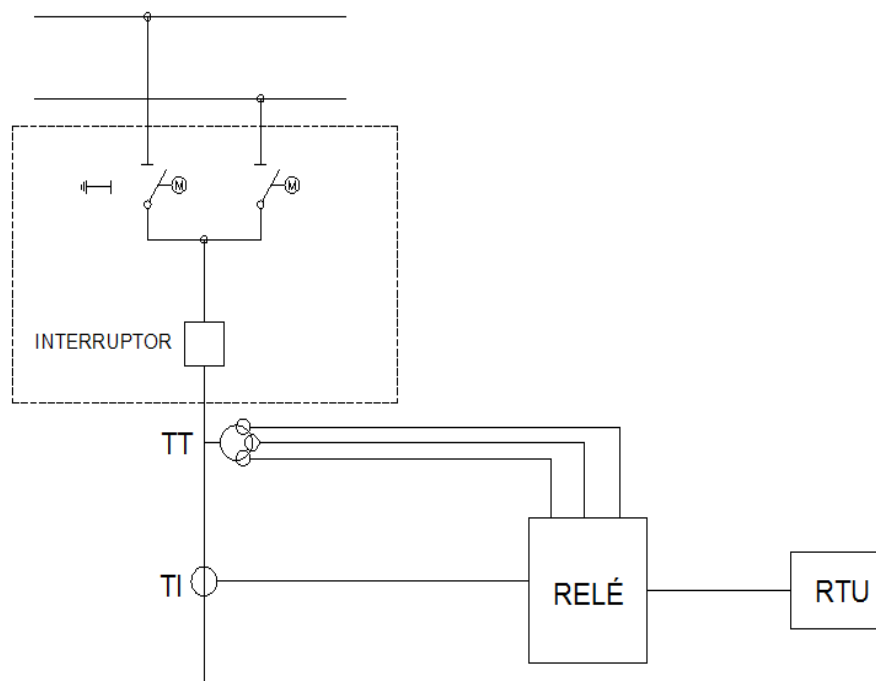


Figura 10. Esquema simplificado de la protección de una posición.

Para la correcta actuación funcionamiento del relé, se deben ajustar una serie de funciones con el fin de una fiable detección de las faltas.

Las funciones y los parámetros a ajustar en los mismos son muy variados y dependen de la posición o equipo a proteger. A continuación se da una breve descripción de las funciones más utilizadas en un Sistema de Protección de una Red de Alta Tensión [4].

Función de protección	Codificación ANSI
Distancia	21
Sobreintensidad no direccional de fase o neutro	50F-N (instantánea) 51F-N (temporizada)
Sobreintensidad direccional de fase o neutro	67F-N
Diferencial longitudinal, de transformador o de barra	87L - T - B
Sobretensión , subtensión	27 - 59
Máxima y mínima frecuencia	81M - 81m
Reenganchador	79

Tabla 2. Funciones de protección.

### 5.1. Protección de sobreintensidad no direccional (51F-N y 50F-N):

Su funcionamiento se basa en la detección de intensidades superiores a un valor de referencia preestablecido independientemente de la dirección que tenga dicha corriente. Cuando la intensidad supera el valor máximo -sobreintensidad-, la protección actúa para despejar la falta del resto de la red. Adicionalmente, esta función puede estar temporizada o ser de actuación instantánea. La temporización puede ser mediante tiempo fijo o mediante característica inversa, que depende del módulo de la corriente de falta de tal forma que, cuando la intensidad de falta es muy alta, el tiempo de actuación será muy bajo de forma inversamente proporcional a aquella. En el caso de ser instantánea, el tiempo de actuación será el mismo independientemente del módulo de la intensidad.

Además, esta protección puede ser de fase o de neutro (dependiendo de si el tipo de falta es a tierra o es entre líneas actuará la protección de neutro o de fases, respectivamente).

### 5.2. Protección de sobreintensidad direccional (67F-N):

El principio de funcionamiento es similar al anterior pero teniendo esta vez en cuenta la dirección de la intensidad. Así que, la protección disparará cuando la intensidad supere el valor máximo preestablecido y tenga la dirección impuesta. Para el funcionamiento de esta protección se utiliza una referencia de polarización, que suele ser la tensión con la que comparar la intensidad medida y obtener la dirección de la misma. De nuevo, esta protección puede ser de fase o de neutro (dependiendo de si la falta ha sido entre fases o a tierra).

### 5.3. Protección distancia (21):

Es la función más utilizada para la protección de redes de alta tensión. Su funcionamiento se basa en obtener la impedancia medida por la protección a partir de los valores existentes de la tensión e intensidad. En caso de falta, la impedancia de la línea es inferior a la impedancia de aquella en condiciones normales, lo que es detectado por la protección. Ésta, obtiene la nueva impedancia (mediante los valores de tensión e intensidad de la falta). El diagrama R-X, o característica de actuación, que se ha definido en el ajuste del Relé, determina los valores límite de impedancia a partir de los cuales debe actuar éste, provocando la apertura del interruptor y despejando la falta.

### 5.4. Protección diferencial (87L, 87T, 87B):

La protección diferencial puede ser: longitudinal (de líneas), de transformador o de barras. Su principio de funcionamiento, basada en la primera ley de Kirchoff ("el sumatorio vectorial de intensidades en un nudo es nulo"), es comparar las intensidades de dos nudos de la línea / transformador / barra con el fin de distinguir faltas internas o externas. El relé, para medir la corriente diferencial, necesita disponer de las medidas en ambos nudos, que para el caso de diferencial de línea obliga a disponer de un canal de comunicación entre los dos nudos con el fin de transmitirse la información mutuamente.

### 5.5. Protección de sobretensión y subtensión (59, 27):

La protección actúa cuando la tensión está por debajo del límite inferior o por encima del límite superior.

### 5.6. Protección de frecuencia (81m-M):

El relé de protección actúa por esta función cuando la frecuencia está por debajo de un límite inferior o por encima del límite superior con el fin de mantener la frecuencia dentro de un rango adecuado, garantizando la calidad del servicio y la estabilidad del sistema.

### 5.7. Automatismo de reenganche (79):

El automatismo de reenganche, o reenganchador, es un conjunto mecánico y electrónico automatizado adicional que permite realizar un intento de reposición del servicio tras el despeje de la falta por una de las protecciones explicadas. Una vez abierto el interruptor por la actuación de la protección para aislar la falta, el reenganchador lo cierra para intentar reponer el servicio. Este equipo consigue su objetivo de reposición automática de servicio en casos de faltas transitorias no fijas.



## CAPÍTULO 6

### Criterios de ajustes de sistema de protección

Las funciones explicadas en el capítulo anterior son configuradas en el relé de la posición a proteger. Para el correcto funcionamiento del sistema de protección es fundamental introducir los valores de ajustes de las funciones en el relé de tal forma que actúe cuando debe y haya una coordinación sincronizada con el resto de relés de la red, es decir, el relé deberá dar la orden de apertura del interruptor cuando la posición a proteger se encuentre en falta o cuando el relé de una posición adyacente no haya abierto su interruptor por fallo o avería [4].

Las protecciones se pueden dividir en dos tipos, según su zona de actuación:

- Protecciones primarias: actúan en primera instancia y desconectan los elementos en falta de la red.
- Protecciones de apoyo: pueden encontrarse en la propia subestación o en subestaciones adyacentes al equipo o equipos a proteger. Su fin es cubrir los posibles fallos de las protecciones primarias en caso de ausencia de apertura del interruptor del elemento donde se localiza la falta.

Para garantizar el funcionamiento correcto y la coordinación de todos los relés de protección lo más conveniente es realizar los ajustes mediante fundamentos teóricos y, tras ello, simular en un programa de simulación un gran número de escenarios de faltas distintos para comprobar que todas las protecciones actúan correctamente. El software que se usará durante todo el proyecto será CAPE, utilizado en e-Distribución Aragón.

Además, cada elemento del Sistema Eléctrico de Potencia tiene asignadas unas funciones específicas con unos ajustes distintos para cada una de las funciones (dependiendo de la cantidad de corriente que aportan, la impedancia que tiene, tensión, etc.). A continuación se muestra en la Tabla 3 las funciones que se ajustan en cada elemento del sistema:

Elemento	Funciones de protección
Línea de alta tensión	21 + 67N + 87L + 79
Línea de media tensión	50F + 51F + 50/51N ó 67N
Transformador - Lado AT	21 + 50/51F + 50/51N + 87T
Transformador - Lado MT	50/51F + 50/51N + 87T + 81N
Barras	59N + 81B

Tabla 3. Funciones de protección para cada tipo de posición.





# CAPÍTULO 7

## Modelado de Redes en Software de Simulación

Para el estudio de faltas en la red de alta tensión y la coordinación entre los distintos relés de aquella, se utilizan distintos programas de simulación. En el caso de e-Distribución, el software utilizado es CAPE).

Para poder realizar estos estudios, primero se tiene que modelar la Red a analizar. Los elementos que se han de modelar en el simulador (CAPE) son: líneas, transformadores, barras, generadores, baterías, cargas y el sistema de protección. En este capítulo se realizará una explicación resumida del modelado de los elementos principales de la red [5].

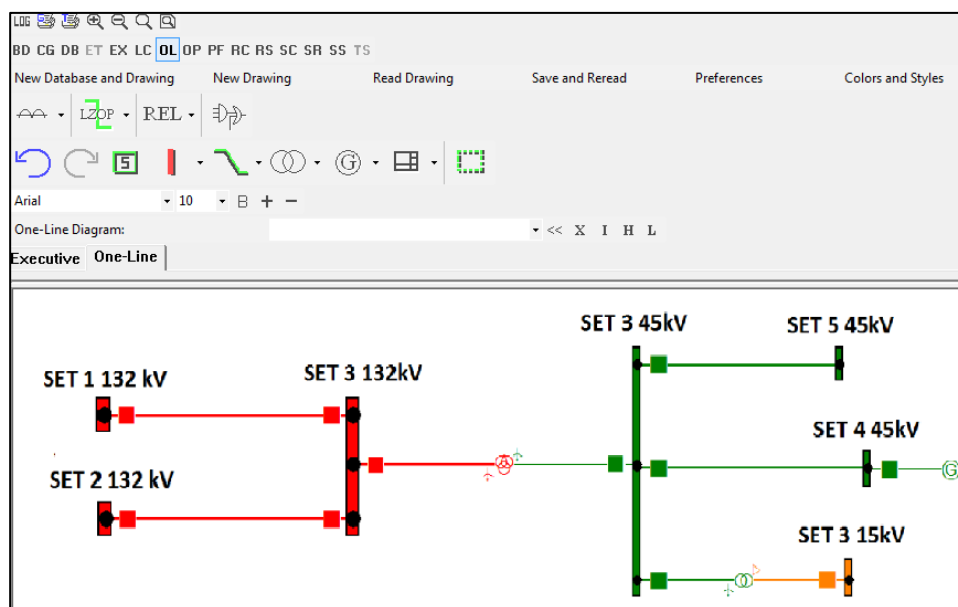


Figura 11. Software de simulación CAPE.

### 7.1. Modelado de transformadores:

Los datos de partida necesarios para el modelado de un transformador son la placa de características que aporta el fabricante y los resultados del ensayo del mismo (o en su defecto los datos de tensión de cortocircuito y pérdidas del cobre). Con estos datos se calculan las impedancias de secuencia directa, inversa y homopolar.

Una vez obtenido lo anterior, se procede a modelarlo en la subestación deseada. Para ello hay que introducir los siguientes datos:

- Nombre de la subestación, nombre del equipo y el número asignado a su posición en la SET.
- Modelo del transformador y su tipo de puesta a tierra en todos sus devanados (neutro aislado, neutro puesto a tierra rígidamente, neutro puesto a tierra con impedancia).
- Valores de tensión de los distintos devanados .
- Impedancias directa, inversa y homopolar.

## 7.2. Modelado de líneas:

El modelado de la línea dependerá de que sea aérea o subterránea:

### Línea aérea:

Los datos de partida para su modelado son la resistividad del terreno, tipos de apoyos, número de apoyos, tipo de conductor, número de conductores por fase, longitud de la línea, etc. El propio software CAPE dispone de la herramienta para calcular los parámetros eléctricos de las redes de secuencia de una línea aérea (cable desnudo). Una vez obtenidos los datos de partida, se modela la línea en CAPE introduciendo los siguientes datos:

- Nodo inicial y nodo final del circuito.
- Número del circuito entre ambos nodos.
- Tipo de conductor y número de conductores por fase.
- Tipo de apoyos y número de apoyos del circuito.

### Línea subterránea:

CAPE no dispone de una herramienta para el cálculo de los parámetros eléctricos para una línea subterránea (aislada). Las impedancias equivalentes del circuito se calculan mediante una herramienta ajena a CAPE (una plantilla de cálculo en Excel, por ejemplo) y se introducen a mano en la base de datos del software. Una vez calculados los parámetros eléctricos, se procede a introducir los siguientes datos:

- Longitud del tramo subterráneo.
- Impedancias equivalentes de secuencia inversa y homopolar.
- Tipo de conductor.
- Número de ternas.
- Profundidad del conductor.

## 7.3. Modelado de barras:

Para el modelado de barras (denominados como “Bus” en CAPE) únicamente hay que introducir los siguientes datos:

- Subestación a la que pertenece la barra.
- Número identificativo de la barra.
- Zona donde se encuentra.
- Tensión de barras.

#### 7.4. Modelado de generadores:

Para el modelado de un generador se necesita saber, como datos de partida, su potencia nominal, tensión nominal, reactancia subtransitoria y los valores máximos y mínimos de potencia activa y reactiva que pueden ser generadas. Una vez obtenida esta información se procede a definir el generador, introduciendo los siguientes datos:

- Nombre del generador.
- Potencia y tensión nominal.
- Factor de potencia del generador.
- Conexión a tierra: con impedancia o rígida.
- Resistencia y reactancia de puesta a tierra del generador
- Resistencia y reactancia subtransitoria de secuencia directa e inversa del generador.
- Impedancia base para representar las impedancias anteriores por unidad.

#### 7.5. Modelado de cargas:

Para modelar una carga únicamente hay que definir su potencia activa y reactiva constantes (bien en términos de potencia consumida, corriente o admitancia), indicando el tipo de conexión del neutro a tierra .

#### 7.6. Modelado del sistema de protección:

Una vez modelados los elementos de potencia de la red, se puede proceder a modelar el sistema de protecciones. En primer lugar, se asignará en el interruptor de la posición deseada las relaciones de TT, TI y relé de protección a utilizar. Tras ello, se importarán o introducirán manualmente a CAPE los ajustes de las funciones del relé calculadas previamente.

Una vez establecidos los datos anteriores se debe asignar la lógica de disparo de la protección, conocida como "*Trip Logic*", la cual es una ecuación booleana que define las señales de disparo que provocan la apertura de los interruptores asociados a la protección.



## CAPÍTULO 8

### Proceso de análisis de incidencias en la Red

Con objeto de conocer la funcionalidad que han de cubrir las mejoras operativas realizadas durante el desarrollo de este Proyecto, se explica a continuación el proceso de análisis de incidencias en la Red.

Se denomina incidencia en la Red a la interrupción del suministro de energía eléctrica provocada por la actuación del Sistema de Protecciones, pudiendo ser como consecuencia de una falta real o de un funcionamiento anómalo del mismo.

El Sistema de protecciones es fundamental en la red de alta tensión para garantizar el suministro de energía eléctrica de la manera más continua y estable posible, y con la calidad deseada. Sin embargo, en determinadas ocasiones el Sistema de protecciones no actúa como se desearía debido a averías de los elementos, fallos humanos, etc.

Para asegurar el funcionamiento correcto del Sistema de protecciones es necesario realizar un análisis constante de las incidencias producidas en la red. El procedimiento de análisis general de incidencias consta de varias partes que se definen a continuación. En la Figura 12 se muestra el esquema a seguir para el análisis de incidencias.

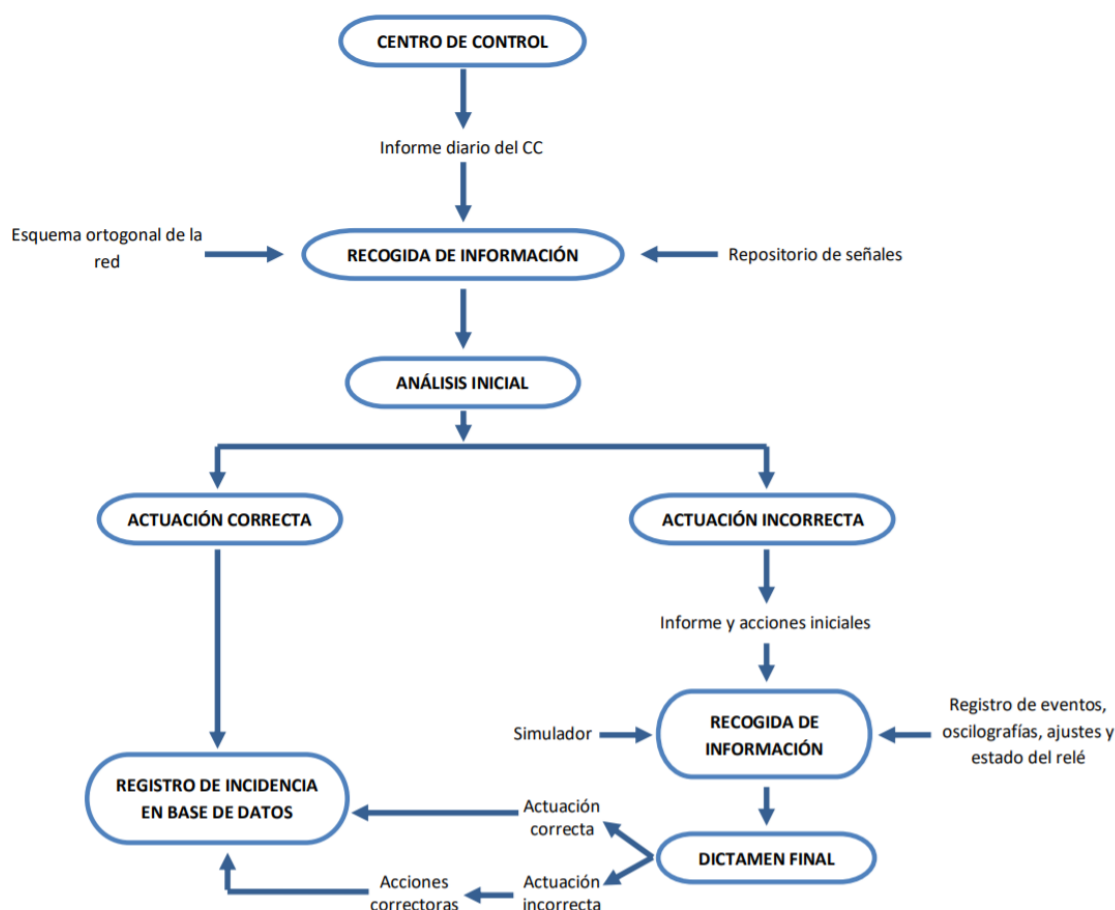


Figura 12. Esquema del proceso de análisis de una incidencia.

**Recogida de información de partida y análisis inicial:**

De manera diaria, el Centro de Control prepara un informe exponiendo de manera resumida las incidencias ocurridas durante el día a partir de la información recibida de las remotas de las instalaciones telecontroladas y de las actuaciones manuales introducidas a través del Sistema de Control.

En estos informes diarios se recoge la información inicial: ubicación de la incidencia y la fecha y hora en la que ocurre. También se informa sobre la causa de la incidencia (equipo del sistema eléctrico averiado, animal muerto próximo al lugar de la falta, etc.) siempre y cuando ha sido posible descubrirla. Además se da información de los equipos averiados y de cualquier otra circunstancia que sea útil para un análisis posterior de la misma.

Para mayor información, se trabaja con los esquemas unifilares del S.E.P. con el fin de conocer el estado de la red en el momento y entorno de la falta y se consulta el repositorio de señales recibidas por telecontrol en el SCADA, conociendo así las funciones de los relés de protección que dispararon, posiciones de la red que actuaron, alarmas, etc.

Una vez realizado el análisis inicial se pueden llegar a dos conclusiones: el comportamiento del sistema de protección es correcto o no.

- En caso de ser correcto, se registra la incidencia en la base de datos para el histórico de incidencias y obtener estadísticas del sistema de protección.
- En el caso de que el sistema de protección no haya actuado como se desearía, es necesario un análisis más riguroso para poder complimentar la falta explicando la causa de este comportamiento y realizar las actuaciones pertinentes para su resolución

**Recogida de información detallada y análisis riguroso:**

Para realizar el análisis detallado, se redacta un informe inicial donde se describe la incidencia, las hipótesis establecidas para la actuación de cada relé y las acciones necesarias a realizar por parte del responsable para la recogida de la información necesaria. Las herramientas utilizadas para analizar la información recogida son visualizadores de oscilografías, registros de eventos de la incidencia y la utilización de sistemas de simulación de faltas en la red.

Con las herramientas mencionadas se consigue averiguar el tipo de falta, sus características, su ubicación exacta y el comportamiento del sistema de protecciones. Adicionalmente, se revisan los ajustes y el estado de las protecciones con el fin de confirmar si el comportamiento erróneo ha sido debido (o no) a una mala configuración o avería del relé y se dan las instrucciones para su corrección o sustitución.

**Conclusión y dictamen final:**

Una vez se llega a la conclusión de la incidencia, se procede a redactar un dictamen final. En este dictamen se parte del informe inicial, explicando el comportamiento del sistema de protección mediante la información recogida de la incidencia e indicando las acciones necesarias a llevar a cabo con el fin de evitar la incidencia en un futuro. Este informe final es mucho más detallado que el inicial con el fin de ayudar a la formación y comprensión del equipo técnico.

Tras abordar la incidencia y haber realizado las acciones recogidas en el dictamen final, se registra la incidencia en la base de datos con el fin de:

- Dar constancia de ella en el histórico de incidencias.
- Obtener de estadísticas del sistema de protección.
- Apoyarse en el análisis de incidencias similares.

A continuación se explica cada uno de los pasos y herramientas definidos del análisis de incidencias.

### **8.1. Recogida de información de partida y análisis inicial:**

Cuando se produce una falta en uno de los elementos de la red, el relé de protección actúa despejando la falta y en paralelo transmite a la remota de telecomunicaciones de la subestación todo el registro de señales del mismo. La remota transmite mediante el sistema de telecomunicaciones todas las señales recibidas por el relé hasta el Frontend del Centro de Control informando a su vez al SCADA. Debido a la gran cantidad de señales recibidas, es necesario realizar un filtrado de las mismas para recoger las señales relevantes. Con estas señales filtradas el Centro de Control redacta el informe diario de incidencias.

Tal como se ha indicado, en dicho informe se indica el circuito o elemento de la red en donde se ha producido la incidencia, las subestaciones implicadas, la hora en la que se ha producido y una breve descripción en la que se indica las posiciones que han actuado, posibles averías o indisponibilidades de los equipos y la existencia de fenómenos naturales en la zona de la incidencia (animales, tormentas, etc.).

Esta información no es suficiente para llegar a una conclusión inicial. Para obtener mayor información se utilizan las herramientas que se explican a continuación. En el Anexo E, se encuentran expuestos los casos más usuales de incidencias no limpias producidas en la Red, con sus correspondientes medidas y soluciones a realizar.

#### **Esquema ortogonal de la red:**

Con esta herramienta se conoce el estado de la red en situación estable. Gracias a este esquema se conocen los distintos niveles de tensión en la red, la conectividad y topología de la misma, el estado de los interruptores y seccionadores en el momento que se produce la falta y el esquema de conexión de los elementos de la red (transformadores, barras, baterías, líneas, etc.).

No obstante, el estado de la red en el momento de la falta puede no ser estable. Por ejemplo, puede que un transformador se encontrara en descargo por mantenimiento o que una central hidráulica no estuviera generando debido a ausencia de agua. Es vital para el correcto análisis de la incidencia documentarse del estado de la red en el momento de la incidencia.

En la Figura 13 se muestra un ejemplo del esquema ortogonal de un tramo de la red en situación de explotación (estable).

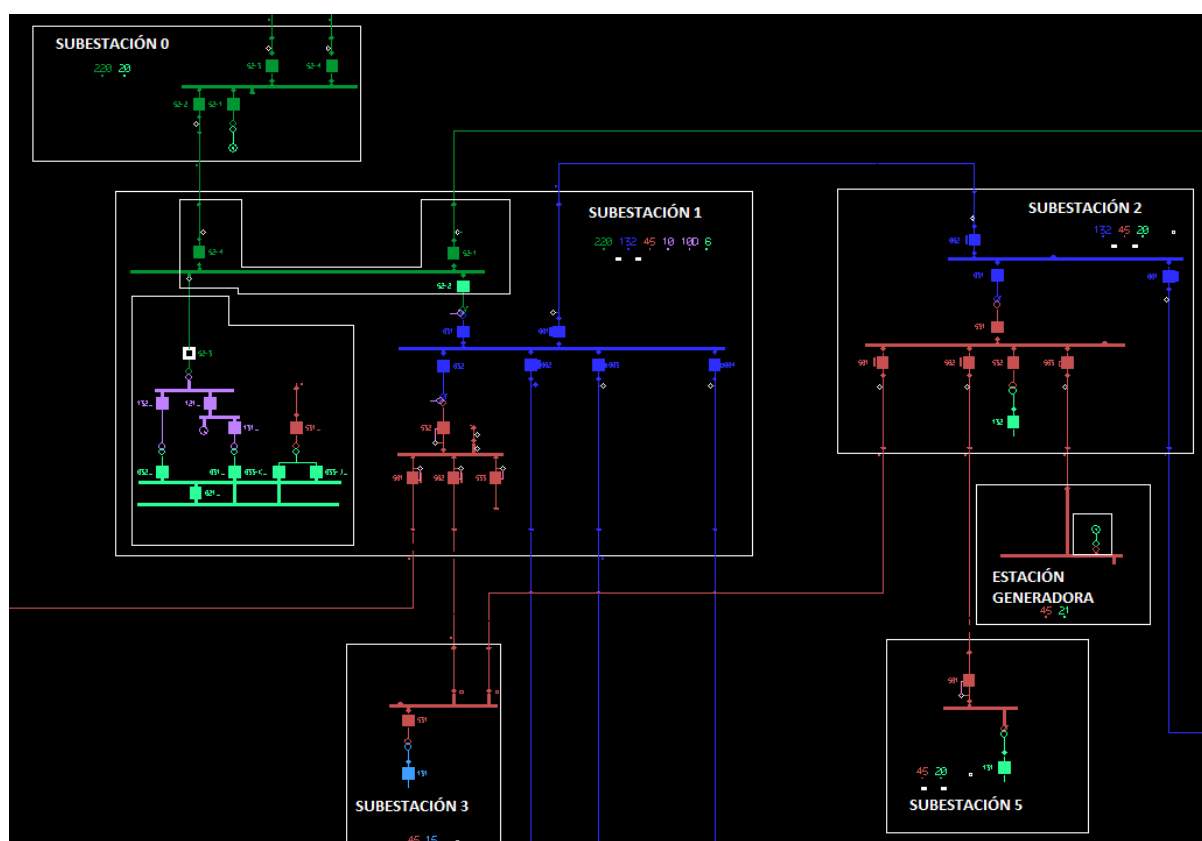


Figura 13. Esquema ortogonal de la Red en situación estable.

### Informe PI:

Es el repositorio de señales recibidas por telecontrol. En este repositorio se muestran todas las órdenes, señalizaciones, y alarmas de todas las subestaciones durante 24 horas, por lo que es necesario filtrar por las subestaciones que hayan intervenido en la falta y centrarse en la hora en la que el centro de control ha indicado que se ha producido la incidencia.

Una vez filtradas las señales, se procede a recoger las señales y alarmas más relevantes de las protecciones ante la falta:

Arranque de función de protección	Señal enviada cuando es superado uno de los valores de ajuste en la posición del relé
Disparo de función de protección	Orden de apertura de interruptor junto a la función por la que dispara
Apertura y cierre de interruptor automático	Se abren o cierran el interruptor por orden de relé. El cierre automático por orden del relé es producido por la función de reenganche
Apertura y cierre de interruptor por mando	Se abren o cierran el interruptor por telecontrol o por orden local
Otras alarmas	Falta de sincronismo, tensión homopolar en barras, temperatura, presión de aceite.

Tabla 4. Señales más relevantes del Informe PI.



En la Figura 14 se muestra un fragmento del registro de señales del informe PI en el que, con falta en el circuito SET 1 - SET 2 45kV, muestra las siguientes señales de las protecciones de ambos extremos:

SET 1/LÍNEA 45kV/SET 2	3278187627	ACTUACION PROTECCION	+	DISPARO PROTECCION PRINCIPAL	03/10/2019 07:52:35
SET 1/LÍNEA 45kV/SET 2	3278187627	ACTUACION PROTECCION	-	DISPARO PROTECCION PRINCIPAL	03/10/2019 07:52:36
SET 1/LÍNEA 45kV/SET 2	3278187627	BLOQUEO POR MANDO LOCAL		REENGANCHADOR BLOQUEADO	03/10/2019 07:52:36
SET 2/LÍNEA 45kV/SET 1	1271665	ACTUACION PROTECCION		P.DIST.1 TRIFASICO (410)	03/10/2019 07:52:36
SET 1/LÍNEA 45kV/SET 2	3278187615	POSICION	AB	Posicion: Abierto	03/10/2019 07:52:36
SET 2/LÍNEA 45kV/SET 1	1271665	POSICION	AB	Posicion: Abierto	03/10/2019 07:52:36
SET 2/LÍNEA 45kV/SET 1	1271665	POSICION	CE	Posicion: Cerrado	03/10/2019 07:52:36
SET 1/LÍNEA 45kV/SET 2	3278187615	POSICION	CE	Posicion: Cerrado	03/10/2019 07:52:36
SET 1/LÍNEA 45kV/SET 2	3278187627	ACTUACION PROTECCION	+	DISPARO PROTECCION PRINCIPAL	03/10/2019 07:54:10
SET 1/LÍNEA 45kV/SET 2	3278187627	ACTUACION PROTECCION	-	DISPARO PROTECCION PRINCIPAL	03/10/2019 07:54:10
CALAMOCHA/45/MARTIN	3278187627	BLOQUEO POR MANDO LOCAL		REENGANCHADOR BLOQUEADO	03/10/2019 07:54:10
SET 1/LÍNEA 45kV/SET 2	3278187615	POSICION	AB	Posicion: Abierto	03/10/2019 07:54:11
SET 1/LÍNEA 45kV/SET 2	3278187627	ANOMALIA G1	+	MUELLES DESTENSADOS	03/10/2019 07:54:11
SET 1/LÍNEA 45kV/SET 2	3278187615	POSICION	CE	Posicion: Cerrado	03/10/2019 07:54:11
SET 2/LÍNEA 45kV/SET 1	1271665	ACTUACION PROTECCION		P.DIST.1 TRIFASICO (410)	03/10/2019 07:54:13
SET 1/LÍNEA 45kV/SET 2	3278187627	ANOMALIA G1	-	MUELLES DESTENSADOS	03/10/2019 07:54:13
SET 2/LÍNEA 45kV/SET 1	1271665	POSICION	AB	Posicion: Abierto	03/10/2019 07:54:13
SET 2/LÍNEA 45kV/SET 1	1271665	POSICION	CE	Posicion: Cerrado	03/10/2019 07:54:13

Figura 14. Recopilatorio de señales del Informe PI.

Con las dos herramientas explicadas se llega a un primer dictamen de la incidencia:

- Actuación del sistema de protección correcta: actúan la protección de las posiciones esperadas (no hay actuaciones innecesarias o ausencia de actuación en ninguna de las posiciones) despejando la falta correctamente.
- Actuación del sistema de protección incorrecta: ausencia de actuación de alguna de las protecciones, actuaciones innecesarias de posiciones ajenas al circuito o elemento donde se produce la falta, señalizaciones indebidas, etc.

Como se ha explicado anteriormente, en caso de actuación correcta se procede a registrar la incidencia en la base de datos. Por el contrario, si la actuación ha sido incorrecta, se procede a realizar un análisis más riguroso y manejar herramientas que aporten una información más detallada de la incidencia. En el siguiente apartado se presenta el proceso a seguir y las herramientas a utilizar para la obtención del Análisis detallado.

## 8.2. Análisis detallado:

Cuando se concluye del análisis inicial que se ha producido una actuación incorrecta del Sistema de protecciones, se redacta un informe inicial con el fin de comunicar la incidencia a los responsables del Sistema de protección. En este informe se recoge la siguiente información:

Entorno, fecha y hora de la incidencia.

Actuaciones de las protecciones de cada posición.

Registro de señales del informe PI de las protecciones involucradas de la falta.

Posibles explicaciones y suposiciones que argumenten el mal funcionamiento de la protección.

Conclusiones y acciones a realizar.

La finalidad de este informe, además de dar a conocer la incidencia, es conseguir una información adicional de la misma gracias a las acciones que se dictan en él (recoger registros de eventos y oscilografías, revisar estado y ajustes de los relés en campo u otras comprobaciones, etc.).

### Oscilografías:

Representación gráfica de las intensidades y tensiones en el transitorio de la falta recogidas por el relé de la posición, así como las señales digitales de estados, disparos, etc [6].

Aportan una gran información a la incidencia (tensiones e intensidades de cada una de las fases, fases involucradas, tiempo de supresión de la falta, funciones que arrancan y disparan, etc.) y que se explicarán más adelante.

El primer paso a realizar es comprobar que las oscilografías obtenidas corresponden a la incidencia a analizar y no a otra. Para garantizar la coherencia entre las mismas, se revisan los siguientes datos: fecha, hora, ubicación del relé, tipo de falta y tiempos de actuación.

Una vez que se ha comprobado que las oscilografías son las correctas, se procede a analizar cuál es la ubicación exacta de la falta, de qué tipo de falta se trata (monofásica a tierra, bifásica, si es evolutiva, etc.) y qué características tiene. En el Capítulo 9 y el Anexo D se explican con mayor detalle el análisis, así como la tipificación de las faltas, en las oscilografías.

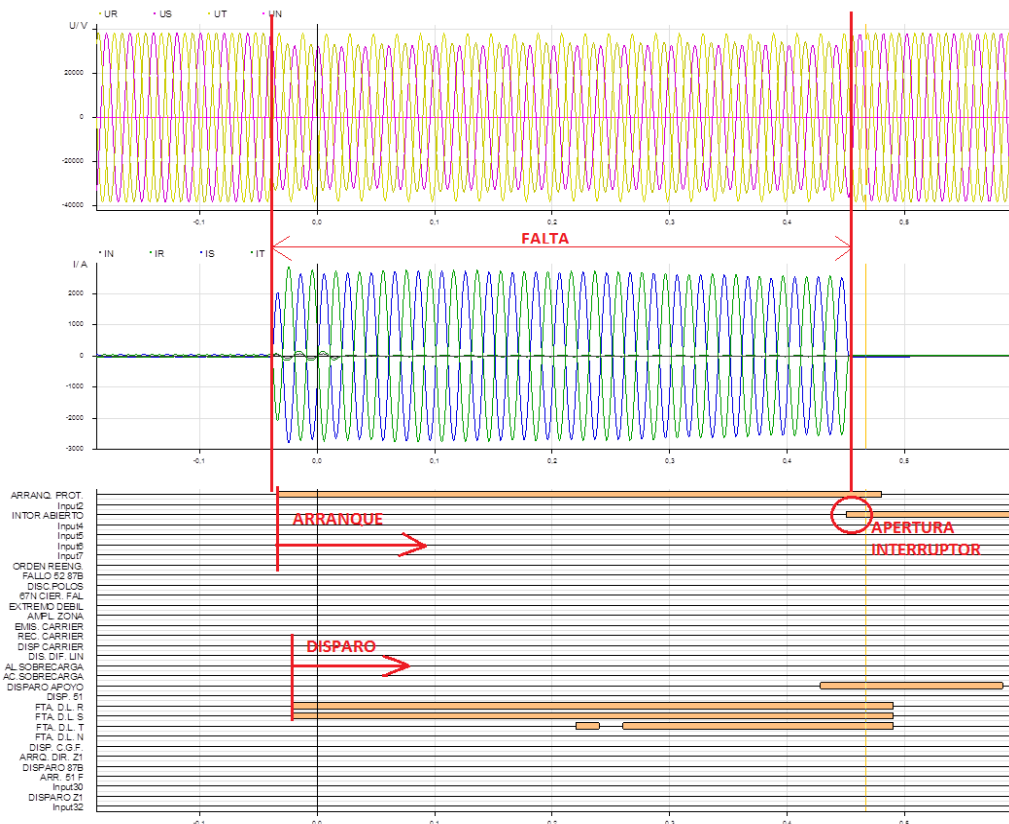


Figura 15. Oscilografía de una falta bifásica a tierra.

**Registro de eventos:**

Registros de señales del relé, cada una de las cuales representa un evento o estado del equipo. Además, cada señal viene acompañada de la fecha y hora en la que sucedió y pueden ser:

- Señales digitales: representan un arranque, disparo o cambio de estado.
- Señales analógicas: representan valores de tensión o intensidad medidos o calculados por el relé.

Esta herramienta resulta muy útil para ver los tiempos de actuación, detectar si ha habido error o ausencia de señalización en el registro de la remota o para ver algún comportamiento anómalo de la protección.

La ventaja del registro de eventos frente a la oscilografía es el rango de tiempo que abarca: mientras las oscilografías pueden no recoger el momento de pre-falta si la falta ha sido muy extendida en el tiempo (debido a su pequeño rango de tiempo), el registro de eventos señala en su totalidad cualquier evento o estado que se haya producido en la pre-falta.

fecha	hora	suceso	ia	ib	ic	in	va	vb	vc	posicion	línea
26/09/18	12:44:59.109	Orden de apertura del interruptor	0.00	3.01	0.00	3.007	64.31	12.87	64.47	561	LÍNEA 45KV
26/09/18	12:44:59.109	Excesivo número de disparos	0.00	3.01	0.00	3.007	64.31	12.87	64.47	561	LÍNEA 45KV
26/09/18	12:44:59.212	Reposición l> Neutro	0.00	1.39	0.01	1.400	12.59	3.42	4.62	561	LÍNEA 45KV
26/09/18	12:44:59.212	Desactiv. salida l> Neutro	0.00	1.39	0.01	1.400	12.59	3.42	4.62	561	LÍNEA 45KV
26/09/18	12:44:59.217	Reposición udad direcc Fase B	0.00	0.21	0.00	0.224	0.05	0.01	0.01	561	LÍNEA 45KV
26/09/18	12:44:59.217	Reposición udad direcc Neutro	0.00	0.21	0.00	0.224	0.05	0.01	0.01	561	LÍNEA 45KV
26/09/18	12:45:05.060	Arranque unidad direcc Neutro	0.00	0.14	0.00	0.155	9.38	0.97	15.18	561	LÍNEA 45KV
26/09/18	12:45:05.065	Reposición udad direcc Neutro	0.00	0.00	0.00	0.000	0.02	0.00	0.06	561	LÍNEA 45KV
26/09/18	12:45:05.920	Arranque unidad direcc Fase B	0.00	1.48	0.00	1.483	64.47	44.46	64.65	561	LÍNEA 45KV
26/09/18	12:45:05.920	Arranque unidad direcc Neutro	0.00	1.48	0.00	1.483	64.47	44.46	64.65	561	LÍNEA 45KV
26/09/18	12:45:05.926	Arranque l> Neutro	0.00	2.20	0.00	2.217	64.31	39.94	64.65	561	LÍNEA 45KV
26/09/18	12:45:05.926	Arranque de oscilo	0.00	2.20	0.00	2.217	64.31	39.94	64.65	561	LÍNEA 45KV
26/09/18	12:45:06.846	Activ. salida l> Neutro	0.00	4.51	0.00	4.521	64.13	12.87	64.65	561	LÍNEA 45KV
26/09/18	12:45:06.848	Orden de apertura del interruptor	0.00	4.51	0.00	4.521	64.13	12.87	64.65	561	LÍNEA 45KV
26/09/18	12:45:06.848	Excesivo número de disparos	0.00	4.51	0.00	4.521	64.13	12.87	64.65	561	LÍNEA 45KV
26/09/18	12:45:06.951	Reposición l> Neutro	0.00	0.94	0.00	0.955	1.16	0.22	0.13	561	LÍNEA 45KV
26/09/18	12:45:06.951	Desactiv. salida l> Neutro	0.00	0.94	0.00	0.955	1.16	0.22	0.13	561	LÍNEA 45KV
26/09/18	12:45:06.951	Reposición udad direcc Neutro	0.00	0.94	0.00	0.955	1.16	0.22	0.13	561	LÍNEA 45KV
26/09/18	12:45:06.956	Reposición udad direcc Fase B	0.00	0.00	0.00	0.000	0.02	0.00	0.01	561	LÍNEA 45KV

Figura 16. Registro de eventos de una línea de 45 kV.

**Simulador de la red:**

Se trata de un software en el que está modelada la red, con todos los parámetros de los equipos de potencia y de protección idénticos a los de la realidad. Esta herramienta es muy recurrida para simular faltas y comprobar cuál hubiera sido el comportamiento ideal o teórico del sistema de protección.

Los modos funcionales del simulador (en el caso de este proyecto: CAPE) son muy variados, los más comunes son los siguientes [10]:

- **Modo *Short Circuit*:** Introduciendo como datos de partida el tipo de falta, su resistencia y la ubicación de la falta el simulador calcula las tensiones e intensidades de cortocircuito de las tres fases y del neutro en cada uno de los interruptores de las posiciones donde se ha definido la existencia de TTs, TIs y relés. Esta función resulta muy práctica para averiguar la ubicación real de la falta comparando las intensidades de la posición calculadas en CAPE y las representadas en la oscilografía.

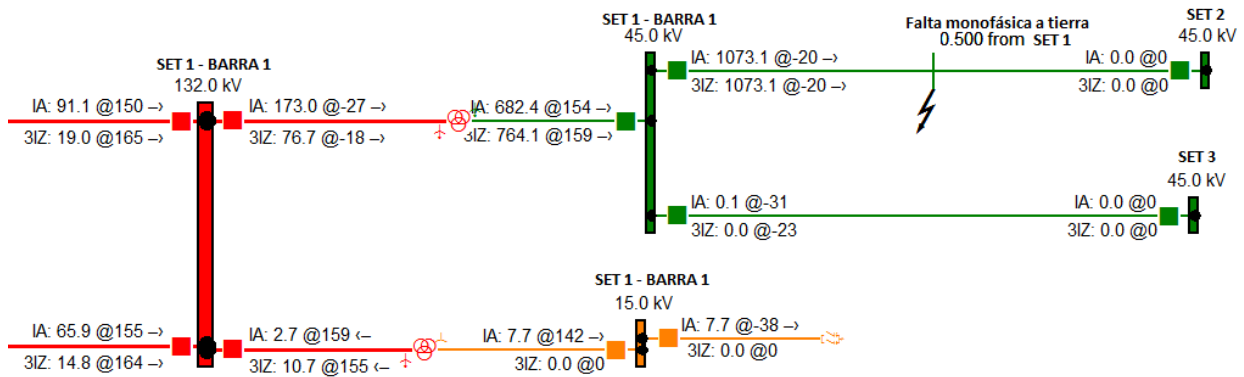


Figura 17. Simulación de falta monofásica a tierra en CAPE en modo Short Circuit.

- **Modo *System Simulator*:** Introduciendo como datos de partida el tipo de falta, su resistencia y la ubicación de la falta el software simula la actuación de todas las protecciones del entorno, indicando los tiempos de actuación y funciones que disparan, y recalculando los valores de tensión/intensidad de falta tras la actuación/apertura de los elementos involucrados. Principalmente, esta función se utiliza a la hora ajustar las funciones de protección de los relés, comprobando que no haya descoordinaciones o actuaciones incorrectas. También resulta una función muy útil en el análisis de las incidencias: si se simula la falta con las características y ubicación reales se obtiene el comportamiento teórico de las protecciones.

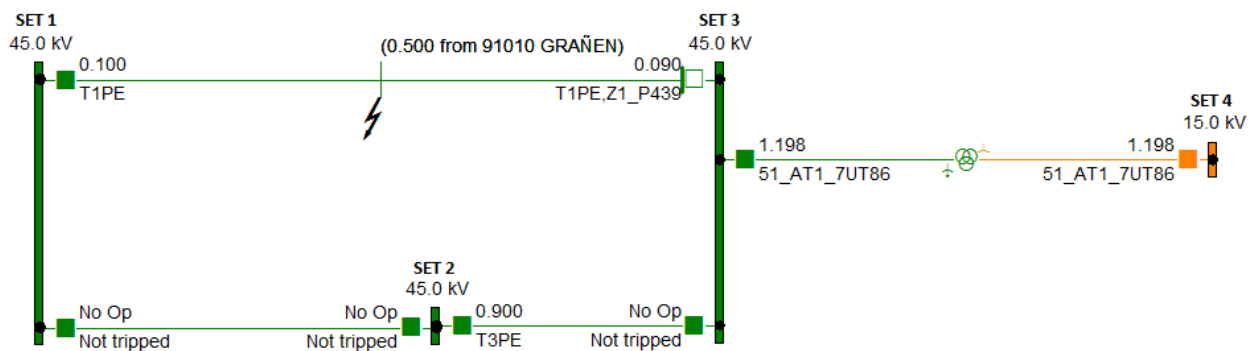


Figura 18. Simulación de la actuación del Sistema de Protección ante una falta monofásica.

### 8.3. Conclusión y dictamen final:

Tras el análisis de oscilografías, eventos, simulaciones e información adicional se llega a una conclusión final. Se completa y corrige el informe inicial con el fin de argumentar las actuaciones del sistema de protección ante la falta mediante toda la información recogida. Tras describir y justificar la actuación de la incidencia, se procede a dictaminarla indicando si los elementos integrantes del sistema de protección (relés, transformadores de medida, interruptores, circuitos de control, ...) han actuado correctamente o si ha tenido un comportamiento anómalo. En este último caso, se debe indicar la causa del comportamiento erróneo. Los dictámenes más comunes cuando la protección ha tenido un fallo en la actuación son los siguientes:

- Fallo de interruptor.
- Anomalía en el propio relé.
- Ajustes incorrectamente cargados en relés.
- Error de señalización (error en sistema de telecomunicaciones).
- Anomalía en automatismo de reenganche.
- Fallo en circuito de control o secundarios.
- Avería de algún equipo de potencia o de protección
- Incidencia causada por motivo de explotación o maniobras.
- Falta en zona principal con correcta actuación.
- Causa de actuación desconocida.

Para finalizar el informe final, se incluye el listado de acciones correctoras con el fin de evitar que el sistema de protección vuelva a realizar la misma actuación errónea. Las acciones más comunes ante una incidencia no ordinaria son:

- Corregir ajustes del relé.
- Reponer el equipo o componente averiado.
- Corregir conexionado o configuración errónea del relé, remota, terminal loca, sistema de telecomunicación, etc.
- Contactar con fabricante por defecto en sus equipos de protección.

### 8.4. Registro de la incidencia en la base de datos:

Una vez cumplimentada la incidencia, sólo queda introducirla en la base de datos para dar constancia de ella. Las principales finalidades de guardar todas las incidencias en una base de datos son las siguientes:

- Dar constancia de la incidencia.
- Análisis en foros de expertos.
- Realizar datos estadísticos trimestrales o anuales con el fin de concluir que fabricantes han dado mejores resultados con sus productos, qué zonas son más vulnerables a agentes naturales, qué equipos sería recomendable mejorarlos, etc.
- Documentación y apoyo para futuras incidencias similares.
- Cantidad de clientes o consumidores afectados.

A continuación se muestra el formulario a rellenar necesario para el registro de cada incidencia en la Base de Datos.

Figura 19. Formulario a rellenar para introducir incidencia en Base de Datos.

La explicación de cada una de las casillas a rellenar en la Figura 19 son las siguientes:

- **Código SGI:** número identificador de la incidencia.
- **Entorno:** se introduce el componente de la red donde se ha producido la falta (transformador, barra, línea, etc.) y la subestación en donde se ubica dicho componente.
- **Precisión:** Se indica el nivel de precisión de la incidencia dependiendo de la cantidad y calidad de los datos que se tienen de la misma.
- **Causa:** se indica el motivo por el que se produjo la incidencia (agentes naturales, explotación, fallo operativo, terceras personas, etc.).
- **Localización:** Se indica en qué parte del componente indicado se ha producido la falta (interruptor, apoyo de línea, bornas de un transformador, etc.)
- **Observaciones:** Se introduce información adicional de interés o la explicación de la actuación del Sistema de protecciones ante la falta.
- **Pérdida de mercado:** se indica pérdida de mercado en el caso de que la falta haya provocado la pérdida de suministro de energía eléctrica a consumidores finales o clientes de AT/MT.

Por otra parte, en la pestaña de “Elementos averiados” se introducen los elementos que han quedado inoperativos en la incidencia (relés, transformadores, líneas, interruptores, etc.).

En la pestaña de “Elementos involucrados con/sin disparo” (ver) se recogen todos los elementos (circuitos, transformadores, etc.) que han actuado o deberían haber actuado en la falta. Tras ello, se indica para cada uno de estos elementos la actuación o ausencia de actuación de cada una de las posiciones. Además, se pone un breve dictamen del motivo de actuación del relé de protección.

The screenshot shows a software interface with a main window titled "CIRCUITO TORRERO LA PAZ 132KV". The window has four tabs: "Datos Generales", "Elementos Averiaados", "Elementos Involucrados con/sin disparo" (which is active), and "Trafos afectados". The active tab contains the following fields and controls:

- Extremo del Circuito:** TORRERO - EDE - con funcion 79
- Funciones de protección y funcionamiento correcto:**
  - 21 SI
  - 79 SI
  - [Empty dropdown] [Empty dropdown]
- Dictamen:** Falta en zona principal
- Tiempo Eliminación:** [Empty text box]
- Distancia:** 0 (Km)
- Nº de Int. Desconec.:** 1
- ☐ El disparo informado constituyó prueba de reposición / localización

At the bottom of the window, there is a status bar with the text "Registro: 1 de 2" and a "Buscar" button.

Figura 20. Actuaciones a introducir de los elementos involucrados.





## CAPÍTULO 9

### Tipificación de formas de onda de falta:

En este capítulo se procede a explicar las características de cada uno de los tipos de faltas expuestos anteriormente mediante sus representaciones en oscilografías. En el Anexo D se muestra de manera detallada la descripción de cada forma de onda dependiendo de la falta y casos particulares.

#### 9.1. Pre-falta:

En situación de pre-falta (situación estable), el suministro se encuentra ante un sistema trifásico equilibrado donde cada fase se encuentra desfasada  $120^\circ$  y el módulo de tensiones es, aproximadamente, el nominal y el de intensidades es el de la carga existente.

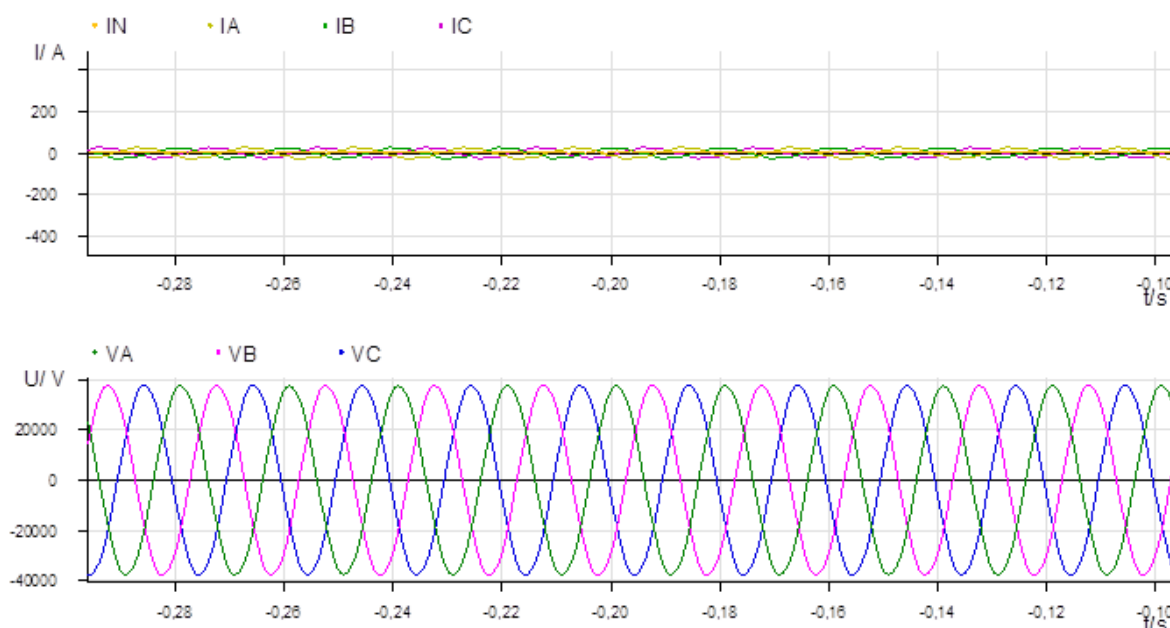


Figura 21. Oscilografía que recoge la forma de onda de la situación estable de red.

#### 9.2. Falta monofásica a tierra:

Centrándose en las intensidades de cada fase, se observa que aumentan considerablemente en la fase en falta (en el caso de la Figura 22, la fase A) y la intensidad de neutro. Como la intensidad de neutro es la suma de las intensidades de todas las fases y las intensidades de las fases B y C son mucho menores que la intensidad fase A, resulta que la intensidad de la fase A será, aproximadamente, igual a la de neutro.

Por otra parte, la tensión de la fase en falta (fase A) disminuye mientras el resto se mantienen como en la pre-falta. La reducción de la tensión de la fase en falta depende de la resistencia de falta: si la falta es muy resistiva la tensión apenas disminuye (como el caso de la Figura 22). Por

otra parte, para faltas poco resistivas la tensión de la fase en falta disminuye considerablemente.

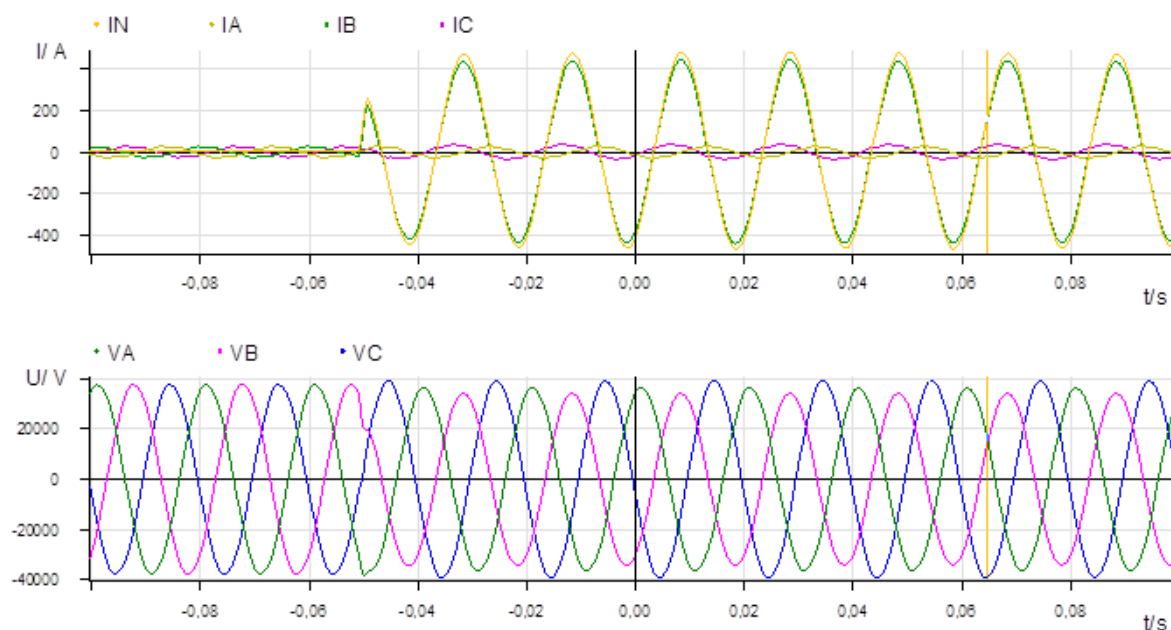


Figura 22. Forma de onda de la tensión e intensidad de una falta monofásica a Tierra

### 9.3. Falta bifásica:

En este caso, las intensidades de las dos fases que se encuentran en falta se encuentran desfasados  $180^\circ$  entre ellos (en el caso de la Figura 23, las fases A y C). La intensidad de neutro es nula debido a que no hay conexión a tierra en la falta (la intensidad homopolar durante toda la falta es nula).

Por otra parte, las tensiones de las fases en falta disminuyen debido a la disminución de la disminución de potencial que hay entre las dos fases.

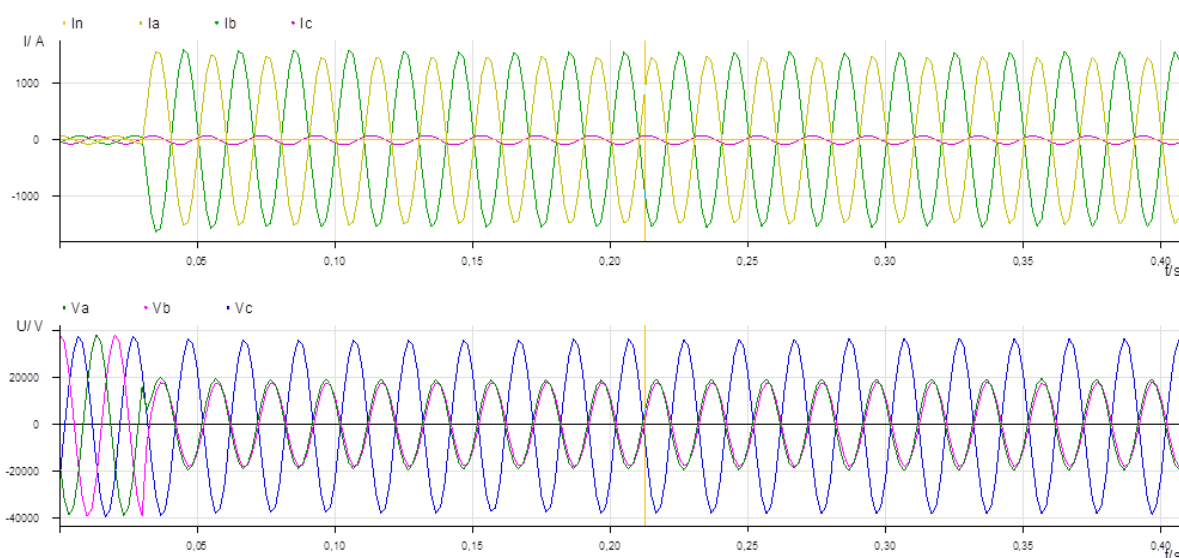


Figura 23. Forma de onda de la tensión e intensidad de una falta bifásica.

## 9.4. Falta bifásica con conexión a tierra:

Centrándose en las intensidades, las dos fases que se encuentran en falta están en contra-dirección al igual que en el caso anterior; no obstante; debido a la conexión a tierra en una de las fases, el módulo de las dos intensidades difiere. La intensidad de neutro será igual a la suma vectorial de las dos fases en falta.

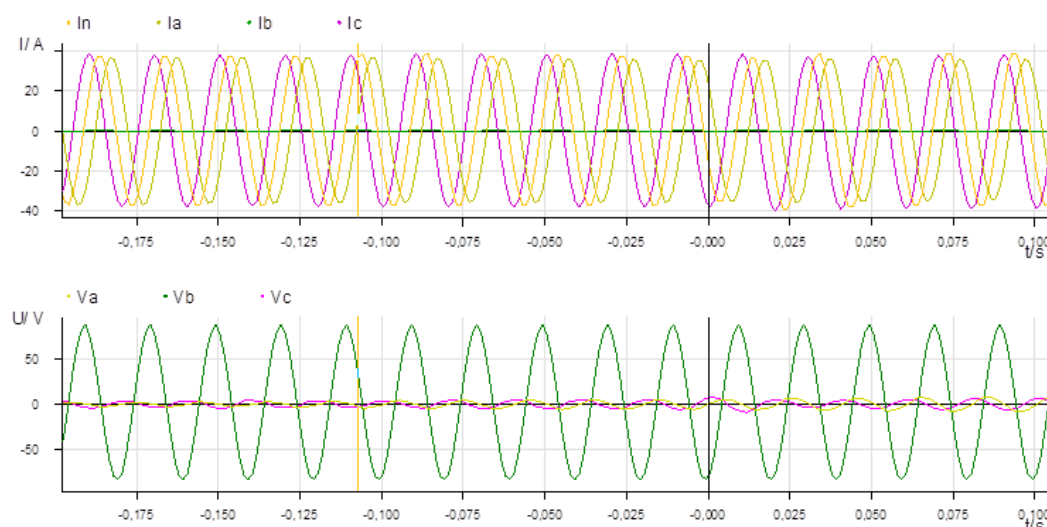


Figura 24. Forma de onda de la tensión e intensidad de una falta bifásica con conexión a tierra.

## 9.5 Falta trifásica equilibrada:

Al tratarse de un cortocircuito equilibrado, los fasores de las tensiones y corrientes se encuentran desfasados entre ellos  $120^\circ$ . Por otra parte, se produce una variación en los valores de tensión e intensidad: las intensidades de las tres fases incrementan considerablemente y las tensiones de las tres fases disminuyen en función de la resistencia de la falta (cuanta menos resistiva sea la falta, más disminuirán las tensiones).

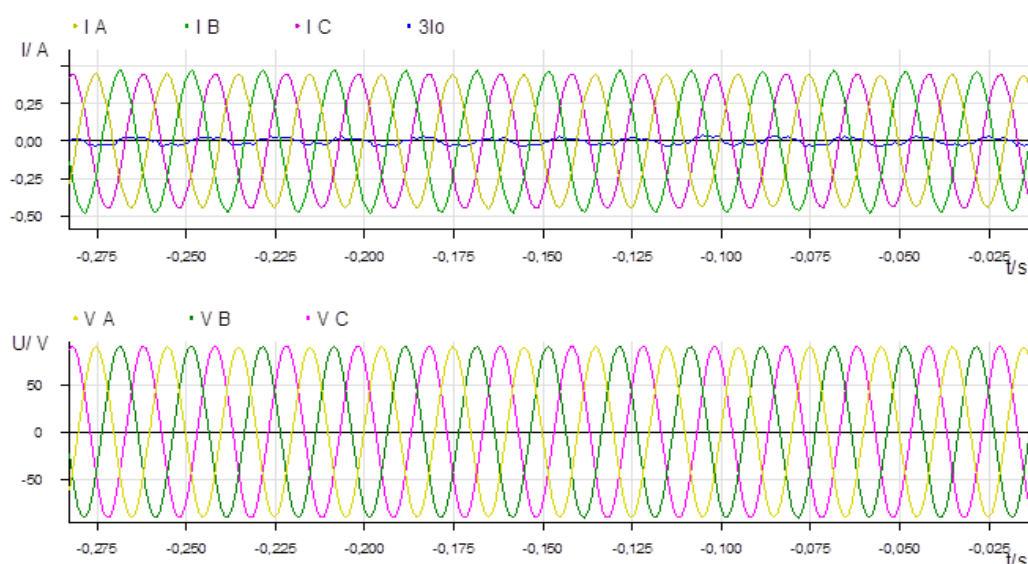


Figura 25. Forma de onda de la tensión e intensidad de una falta trifásica.

## 9.6. Faltas evolutivas:

### Falta bifásica sin conexión a tierra que evoluciona a falta trifásica:

Las características de las tensiones e intensidades son idénticas a las explicadas anteriormente en cada caso por separado:

- Cuando se produce el cortocircuito bifásico, las dos corrientes en falta tienen el mismo valor pero se encuentran en contra-dirección. Por otro lado, las tensiones de las fases en falta disminuyen en función inversa a lo resistiva que sea la falta.
- Cuando la falta evoluciona a trifásica, las tres fases se encuentran desfasadas  $120^\circ$  (cortocircuito equilibrado) aumentando el valor de las intensidades y disminuyendo el de las tensiones.

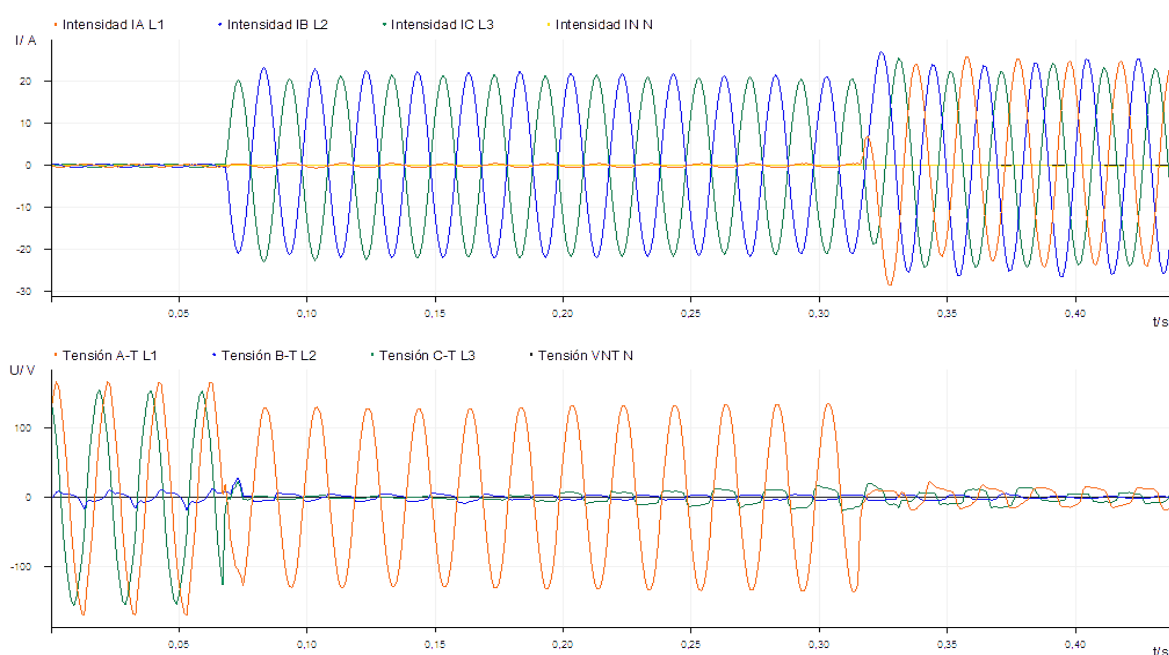


Figura 26. Forma de onda de una falta bifásica que evoluciona a trifásica.

### Falta monofásica a tierra que evoluciona a bifásica a tierra:

Las características son idénticas a las explicadas en cada caso por separado:

- Cuando se produce la falta monofásica, aumentan considerablemente la intensidad de la fase en falta y la de neutro. La tensión de la fase en falta disminuye en función inversa de la resistencia de la falta (a falta menos resistiva, más disminuye la tensión)
- Cuando la falta evoluciona a bifásica, los fasores de intensidades de las fases en falta son prácticamente opuestos, salvo por la diferencia que existe al haber intensidad de falta que fuga por la conexión a tierra en el punto de la falta.

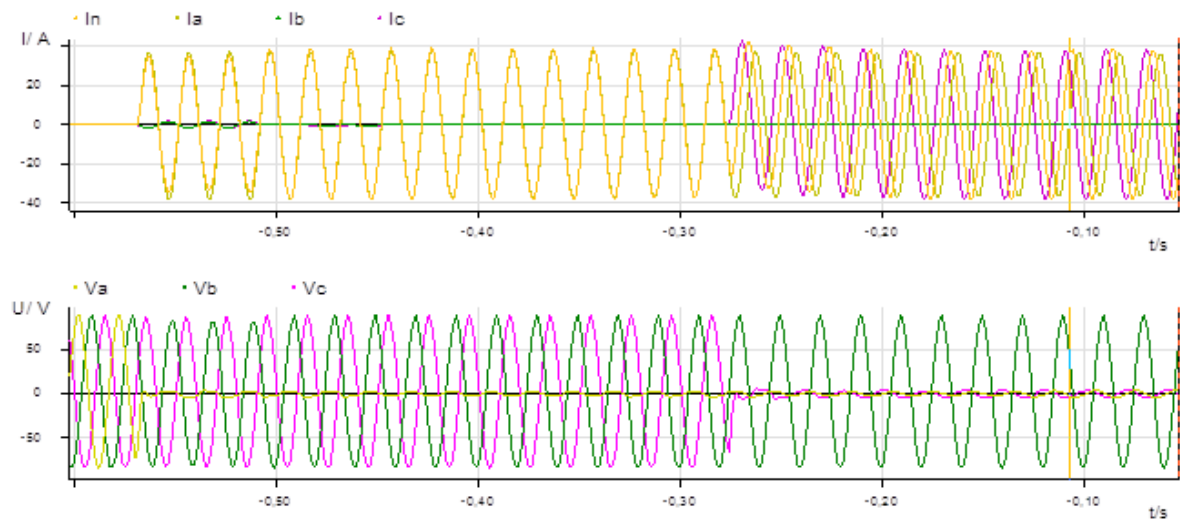


Figura 27. Forma de onda de una falta monofásica a tierra que evoluciona a bifásica a tierra.

En el Anexo B se encuentra una explicación más detallada de los tipos de falta y formas de onda, así como casos particulares de fenómenos inusuales representados en oscilografías.



## CAPÍTULO 10

### Mejoras operativas para el análisis de las incidencias

---

#### 10.1. Automatización de informe inicial:

Tal y como se ha explicado en el Capítulo 8, la primera tarea a realizar en el caso de que la conclusión del primer análisis sea que la actuación del sistema de protección haya sido incorrecta, es la redacción del informe inicial de dicha incidencia. Como este informe sigue siempre la misma estructura, sería conveniente automatizarlo.

Para ello, durante mi estancia en la beca he desarrollado un aplicativo que lo automatiza. El informe automático planteado (ver Figura 28) se basa en la introducción de manera sencilla y muy sistemática de los datos de una incidencia en un conjunto de formularios que se han programado en VBA Excel [7], de tal forma que se genera el informe redactado de manera automática, adjuntando adicionalmente el relatorio de señales del informe PI filtrado por día e instalaciones. Posteriormente, lo envía por correo electrónico a los responsables prefijados y personal implicado en su resolución.

Los datos a rellenar del formulario serán:

- Fecha, hora y el entorno de la incidencia.
- Posiciones de distintas subestaciones de la red involucradas en la incidencia y las actuaciones que realizan sus respectivas protecciones.
- Posibles explicaciones y suposiciones iniciales que argumenten el mal funcionamiento de la protección.
- Conclusiones y acciones a realizar.

Con la introducción de estos datos, la propia macro de Excel generará el informe describiendo la ubicación, fecha y hora de la falta, las actuaciones del sistema de protección ante ella, así como importar de manera automática las señales generadas en el informe PI filtrando por fecha y posiciones de las subestaciones involucradas. Para mayor una mayor información del aplicativo, acudir al Anexo F.

El objetivo es seguir desarrollando esta aplicación con objeto de:

- Cumplimentación de las incidencias: Una vez resuelta la incidencia (se tiene la explicación del comportamiento del Sistema de Protecciones), se podrá ampliar la información de la incidencia generada inicialmente con el fin de justificarla.
- Generación de un histórico de incidencias y actuaciones asociadas: permitiendo controlar y realizar un seguimiento de las intervenciones pendientes y finalizadas. De esta forma, para futuros casos similares, se podrá seguir como referencia la incidencia cumplimentada.
- Consulta de incidencias: se utilizará el mismo Excel como Base de Datos, de tal forma que, mediante un formulario, todas las incidencias analizadas queden registradas en el aplicativo para poder ser consultadas en el futuro a través de una sencilla búsqueda en un formulario.

The image shows a web application interface for 'e-distribución'. At the top, there is a logo and a section titled 'ENTORNO' (Environment) containing input fields for 'FECHA' (Date), 'HORA' (Time), 'TIPO' (Type), and 'NOMBRE' (Name). Below this, the interface is divided into four main sections: 'ACTUACIONES' (Actions), 'ANÁLISIS' (Analysis), 'ACCIONES' (Actions), and 'CONCLUSIÓN' (Conclusion). Each section has a large text area for input and two buttons: 'AÑADIR ACTUACIÓN' (Add Action), 'BORRAR' (Delete), 'AÑADIR ACCIONES' (Add Actions), and 'BORRAR' (Delete). To the right of these sections, there is a 'SUBESTACIONES INFORME PI' dropdown menu, a 'BORRAR' button, and a 'GENERAR INFORME' (Generate Report) button at the bottom right.

Figura 28. Formulario del aplicativo "Generar Informe de incidencia" desarrollado.

## 10.2. Actualización de la Base de Datos de CAPE:

Todos los cambios realizados en la Red de Alta Tensión de Aragón (cambio de relés, construcción de nuevas subestaciones, cambio de transformadores, instalación de nuevas posiciones dentro de las subestaciones, etc.) deben actualizarse en CAPE con la finalidad de que el Sistema Eléctrico simulado sea similar al real.

Durante mi estancia en la beca, he actualizado los relés que se han cambiado en las subestaciones y centros de distribución desde julio de 2018 hasta la fecha actual. Además, he modelado nuevos transformadores que han sustituido a los que se han averiado y nuevas posiciones (líneas, cargas, etc.) que se han incorporado a la Red.

## 10.3. Mejoras y correcciones del Sistema de Protecciones:

Tras la cumplimentación de varias incidencias con actuación incorrecta del Sistema de Protecciones, se han realizado varias campañas para corregir errores existentes en el Sistema de Protecciones de la Red de Aragón.

También se han calculado los ajustes teóricos de los relés de nuevas posiciones e instalaciones. Además, se ha participado en planes de sustitución de remotas y relés de las subestaciones en donde se necesitaba una renovación del Sistema de Protección por riesgo de obsolescencia del que había.



# CAPÍTULO 11

## Conclusiones

---

### Resumen del Trabajo de Fin de Grado:

El propósito del proyecto realizado es presentar el procedimiento de análisis de incidencias producidas en la Red de Alta Tensión y exponer las mejoras operativas que se han realizado del mismo, así como servir de guía y manual para futuros usuarios.

Se ha comenzado introduciendo el concepto de Sistema Eléctrico de Potencia y profundizando para el caso de la Red eléctrica de Aragón. Además, se han presentado todas las características y modos de control y gestión del mismo.

Antes de explicar el procedimiento de análisis de incidencias, se han expuesto los distintos casos de faltas que hay en la Red, tipificándolas y señalando las características principales de cada una de ellas. Adicionalmente, se han presentado las principales herramientas que se utilizan para abordar las ya mencionadas incidencias.

Una vez realizado todo lo anterior, se ha explicado el proceso de análisis de una manera detallada y, tras ello, se han expuesto cada una de las mejoras, correcciones y optimizaciones desarrolladas durante la realización del trabajo.

En los anexos, se recogen de manera detallada todos los puntos tratados en la memoria del Proyecto, ampliando la información de cada uno de ellos. Además, se ha elaborado una guía en la que se exponen los distintos casos de incidencias que hay en la Red, tanto en los casos de actuación del Sistema de Protección correcta como en los de actuaciones incorrectas del mismo. En dicha guía se encuentran las correspondientes causas, medidas y soluciones a realizar para cumplimentar cada una de las incidencias.

### Resultado de los objetivos marcados:

A continuación se procede a exponer los objetivos alcanzados en el Trabajo:

- En la memoria, se ha explicado de manera detallada el Sistema de protecciones utilizado por e-Distribución en Aragón y el proceso de análisis de incidencias en la Red, así como las herramientas utilizadas para abordar la incidencia. Dicha memoria servirá como formación básica para los futuros becarios del Área de Protección y Telecontrol.
- Se ha desarrollado una aplicación informática mediante programación en Visual Basic sobre Excel que permite agilizar el proceso de análisis mediante herramientas de filtrado, búsquedas, tipificaciones, y que termina con la generación automática del informe del mismo. Además, se ha elaborado un manual de uso que ayuda a saber cómo utilizar el aplicativo.
- Se ha preparado una librería tipificada de faltas en las que se recogen las distintas formas de onda de tensión e intensidad de cada una de ellas, sus características principales y fundamentos teóricos, mediante el uso de las redes de secuencia y de las componentes simétricas de tensión e intensidad.

- Se ha desarrollado una guía en la que se recogen los distintos casos de incidencias que se producen en la red (tanto de actuaciones correctas como incorrectas por parte del Sistema de Protección), desarrollando para cada uno de los casos las posibles causas que lo producen y las medidas a tomar para cumplimentar la incidencia.

### **Líneas de trabajo futuras:**

En los siete meses restantes de la beca, se va a seguir desarrollando mejoras y creando nuevas herramientas para el análisis de incidencias en la Red.

En primer lugar, se realizarán nuevos desarrollos en el aplicativo creado para la generación automática del informe que añadan nuevas funciones al mismo:

- La primera ampliación del alcance de la aplicación informática, será permitir añadir información a posteriori relativa a las actuaciones, modificaciones y ajustes realizados sobre el Sistema de protecciones, con objeto de dejar documentada en la misma la resolución de las anomalías detectadas. (se tiene la explicación del comportamiento del Sistema de Protecciones).
- Adicionalmente, se generará un histórico de incidencias y actuaciones asociadas, permitiendo controlar y realizar un seguimiento de las intervenciones pendientes y finalizadas, así como disponer de un análisis estadístico del comportamiento de los distintos dispositivos de protección y disponer de información de fallos repetitivos de los equipos de los distintos fabricantes
- El nuevo histórico disponible, permitirá utilizarlo como Base de Datos donde poder consultar las actuaciones realizadas en incidencias similares a la que se está analizando, las medidas que se tomaron, las acciones que se realizaron y las soluciones y conclusiones finales que se cumplimentaron Además, permitirá realizar la traza de las modificaciones que se realizan a lo largo del tiempo en los relés del Sistema de protecciones.

Por otra parte, se intentarán realizar mejoras en dos de las herramientas más potentes para el análisis de incidencias: las oscilografías y el simulador CAPE. Se desarrollará una macro en el simulador con el fin de que se pueda cargar, en una posición cualquiera de la Red, una oscilografía recogida de una falta real. De esta forma, CAPE simulará la falta tal y como ha ocurrido en la realidad, obteniéndose la ubicación exacta de la falta, coherencia entre los tiempos de actuación de la oscilografía y los de los ajustes teóricos de la protección, etc.

## **ANEXOS DEL TRABAJO DE FIN DE GRADO**



## ANEXO A

### Sistema eléctrico de potencia

#### A.1. Definición:

Tal como se ha definido anteriormente, el S.E.P. es el conjunto de instalaciones y equipos que tienen como fin el producir, transportar y distribuir energía eléctrica desde las instalaciones donde se produce la generación hasta los usuarios finales en múltiples puntos de consumo de una zona, ciudad, región o país tan económicamente como sea posible, en la cantidad deseada y con un nivel aceptable de calidad, seguridad y confiabilidad.

Desde el punto de vista funcional, el S.E.P. se estructura en cuatro partes principales que agrupan las instalaciones y los equipos que lo conforman en base a la función que realizan en el mismo.

Estas cuatro funciones principales son:

- **Generación:** Instalaciones donde se genera la energía eléctrica a suministrar.
- **Transporte:** corresponde al conjunto de líneas y cables que realizan la función de enlazar los centros de generación con los centros primarios de distribución
- **Transformación:** corresponde a los centros donde se realiza la transformación de la tensión, desde el nivel de transporte hasta el de distribución
- **Distribución-Consumo:** corresponde al conjunto de líneas, cables y transformadores necesarios para distribuir la energía eléctrica hasta la diferente gama de receptores de consumo finales.

La energía eléctrica debe suministrarse de manera ininterrumpida y garantizarse una calidad de onda de tal forma que sus parámetros (frecuencia, factor de potencia, valor eficaz, armónicos, etc.) se mantengan de unos umbrales establecidos que permitan realizar una explotación del Sistema en situación estable y segura.

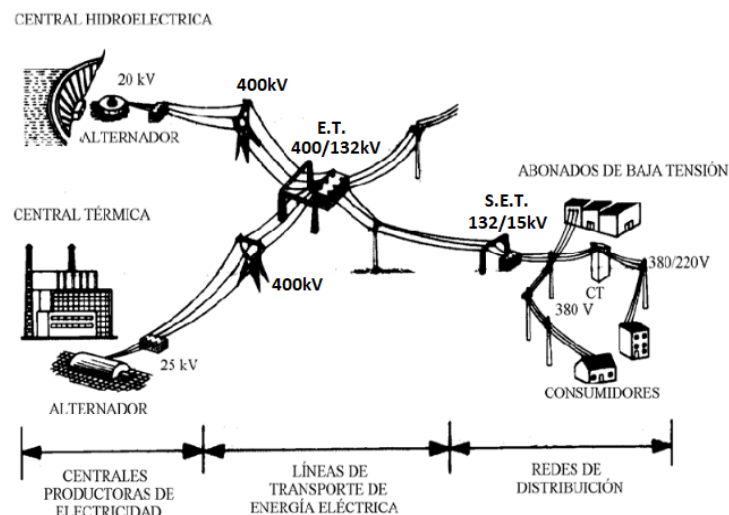


Figura 29. Esquema del Sistema Eléctrico de Potencia.

Los Sistemas Eléctricos de Potencia se caracterizan por:

- **Frecuencia de servicio:** la frecuencia establecida en Europa son 50 Hz.
- **Número de fases:** donde predominan los sistemas trifásicos.
- **Tensión de servicio:** Determina los componentes a utilizar (cables, aislamientos, altura de apoyos, etc.). En el caso de Aragón, las tensiones nominales utilizadas en su explotación son las que se muestra en la Tabla 5.

CATEGORÍA	TENSIÓN	SUBSISTEMA
Alta Tensión	400, 220 kV 132, 66, 45 kV	Transporte Distribución
Media Tensión	30, 25, 20, 15, 10 kV	Distribución
Baja Tensión	380, 220 V	Distribución

Tabla 5. Clasificación de la tensión en el S.E.P. de Aragón.

## A.2 Tipos de redes en Sistemas Eléctricos de Potencia:

Se denomina Red Eléctrica al sistema de conexión del S.E.P., desde la generación hasta la carga final. A continuación se procede a exponer los distintos tipos de redes existentes.

### A.2.1 Red mallada:

Las instalaciones se conectan entre sí formando “anillos”, de tal forma que, al alimentarse las mismas desde diferentes circuitos, se previene la producción de un cero (suministro de energía eléctrica nulo) en dichas instalaciones. No obstante, esta red presenta mayor dificultad a la hora del control y la protección.

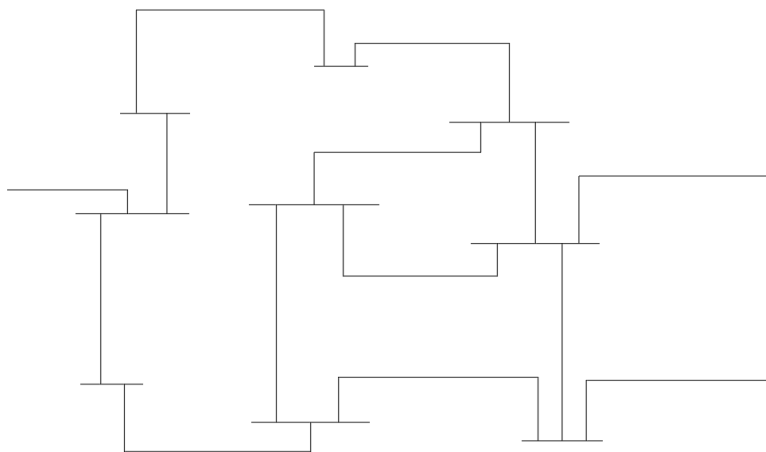


Figura 30. Esquema simplificado de una red mallada.

### A.2.2 Red radial:

Las instalaciones están conectadas mediante un único circuito. Comúnmente, esta disposición se conoce como red en “antena”. El control y protección resulta más sencillo que en la red mallada, pero aumenta la probabilidad de que parte del sistema se quede sin suministro de energía durante más tiempo.

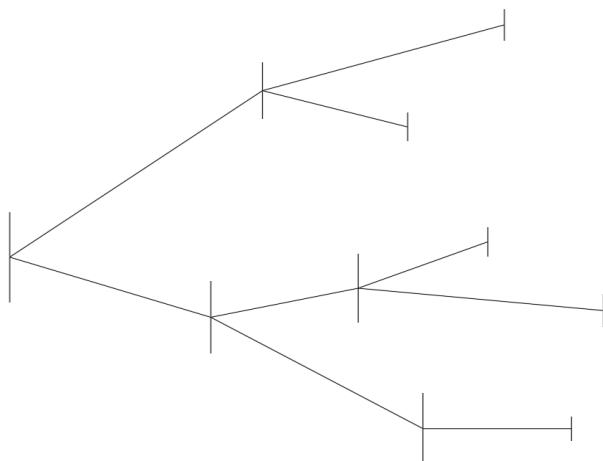


Figura 31. Esquema simplificado de una red radial.

### A.2.3 Red en bucle:

Es una situación intermedia entre las dos anteriores. La red constituye bucles que durante la explotación normal permanecen abiertos en ciertos lugares, y que se cierran en caso de que se produzca un incidente en la misma, para mantener el suministro eléctrico. Es decir, es una red mallada que se explota en red radial.

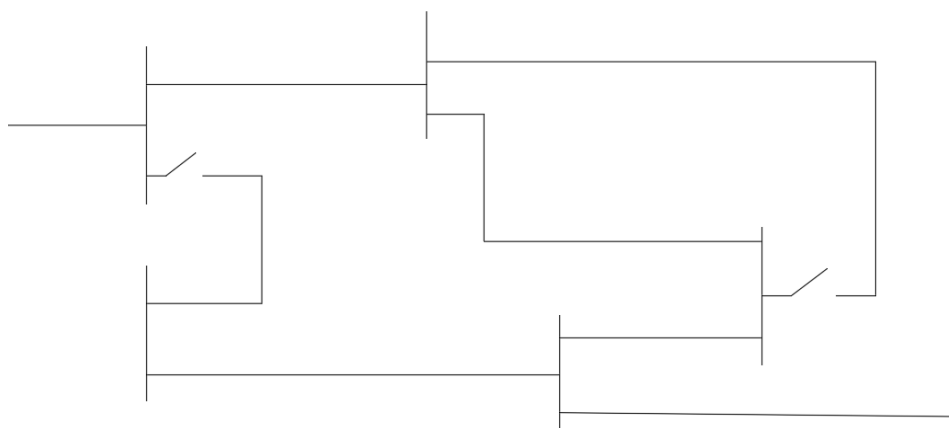


Figura 32. Esquema simplificado de una red en bucle.

### A.3. Instalaciones:

En este apartado se presentan y explican las distintas instalaciones existentes para la correcta distribución de la energía eléctrica.

#### A.3.1. Subestaciones:

Conjunto de equipos los cuales reciben la energía eléctrica suministrada en el transporte en alta tensión con el fin de disminuirla a una tensión adecuada para su distribución mediante el uso de transformadores de potencia y elementos de corte como interruptores y seccionadores. Estos últimos conectan los nodos con los transformadores y las líneas entrantes y salientes. Además de esto dispone de otros equipos auxiliares para el control, protección y medida.



Figura 33. Subestación Transformadora.

#### A.3.2. Centros de distribución:

Instalaciones de la Red de Distribución de energía eléctrica en Media Tensión cuya principal finalidad es la flexibilidad y operatividad de la distribución eléctrica, conduciendo los flujos de potencia por unas líneas eléctricas u otras mediante la maniobra de los elementos de corte de los que disponen. Estos elementos de corte son, principalmente, seccionadores e interruptores los cuales realizan la unión entre líneas y barras (nodos), y entre barras y transformadores.

Además, los centros de distribución también son utilizados para la detección y aislamiento parcial de faltas, disponiendo de un sistema de protección similar al de las subestaciones.



Figura 34. Centro de distribución de Media Tensión.



### A.3.3. Centros de transformación:

Instalaciones de la Red de Distribución de M.T. en la que se transforma la tensión de distribución (de 6 a 30 kV) a la tensión de consumo de los usuarios finales en B.T. (220 o 380 V). Dichos centros constan de varias posiciones de M.T. de línea y de protección y de uno o dos transformadores, dependiendo de la potencia que deban aportar. Constructivamente pueden ser subterráneos, en planta o estar montados sobre postes.



Figura 35. Centro de Transformación.

### A.3.4. Seccionamientos:

Los seccionamientos en la red aérea son utilizados para la detección y/o aislamiento de faltas, disponiendo alguno de ellos de un sistema de protección similar al de las subestaciones y centros de distribución. Únicamente posee una línea de entrada y otra de salida, así que no puede utilizarse para la organización de la red de distribución. Se basa en un interruptor motorizado y un transformador que alimenta a la instalación del seccionamiento. Principalmente, esta instalación posee dispositivos de control, una remota, baterías, elementos de telecomunicación, etc.



Figura 36. Seccionamiento (a la izquierda) y cuadro de mando (a la derecha).

## A.4 Aparamenta del Sistema Eléctrico de Potencia:

### A.4.1. Barras o nodos:

Distribuyen la corriente al resto de elementos de la subestación. Se basan en un conjunto de tubos de aluminio o cobre huecos a los que se le conectan, mediante elementos de corte, los elementos de la subestación (líneas, transformadores, batería, etc.), permitiendo realizar cambios topológicos de la Red.

Las barras están aisladas de sus estructuras de soporte mediante aisladores (porcelana, vidrio, poliméricos).

En la Figura 37 se pueden observar las partes descritas de este elemento de la subestación.



Figura 37. Barras de una subestación.

### A.4.2. Transformadores de potencia:

Máquina estática de inducción en la cual se transforman la intensidad y tensión de la energía eléctrica entre dos niveles de tensión (220/132kV, 132/45kV...). Está constituido por un núcleo magnético cerrado, el cual está formado por delgadas planchas de hierro aisladas entre sí, sobre las cuales van montados los arrollamientos.

Se denomina lado primario o de alta tensión del transformador al lado que recibe la energía eléctrica con la tensión mayor. Por otro lado, se denomina lado secundario o de baja tensión al lado que suministra a los aparatos receptores con la tensión menor.



Figura 38. Transformador de potencia.

#### A.4.3. Interruptores automáticos:

Elemento mecánico capaz de interrumpir, mantener o establecer el paso de la corriente eléctrica de servicio a través del mismo. Además, es capaz de interrumpir de manera automática en caso de paso de sobrecorriente (por ejemplo, corriente de cortocircuito) o cualquier otra condición eléctrica anormal. Por estar dotados de este poder de corte, estos aparatos se utilizan en la maniobra y protección de elementos del Sistema Eléctrico, como líneas, transformadores, barras, baterías de condensadores, etc.

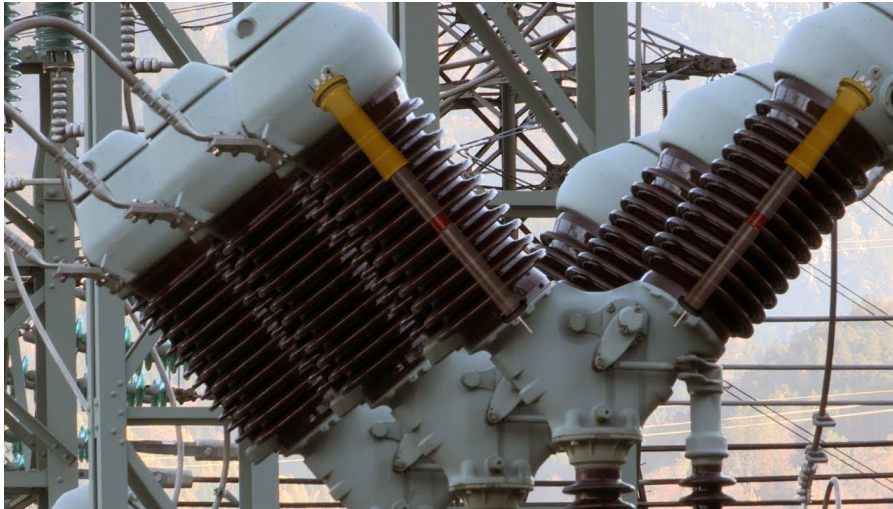


Figura 39. Interruptor automático.

#### A.4.4. Seccionadores:

Aparato mecánico destinado a unir o separar entre sí los elementos del circuito eléctrico de tal forma que impida o permita el paso de corriente a través del mismo. La función fundamental es la apertura visual de un circuito. Es importante que, para cualquier maniobra de conexión o desconexión, el seccionador lo haga sin paso de corriente, ya que es un elemento que no está diseñado para el corte en carga de circuitos. De lo contrario podría producir daños materiales o humanos de importancia

Al contrario que los interruptores, los seccionadores no operan de manera automática. Para poder realizar una conexión o desconexión se debe hacer por acción manual.



Figura 40. Seccionador.



#### A.4.5. Transformadores de tensión:

Transformador que proporciona al sistema de protección y medida una tensión secundaria proporcional a la primaria, sin sufrir un desfase apreciable. De esta forma, proporciona al relé valores de tensión admisibles con el fin de detectar valores de tensiones anormales debidos a falta.

El lado primario se conecta a los bornes del elemento del circuito entre los que se quiere medir la tensión y el secundario se conecta al sistema de medida o protección.



Figura 41. Transformador de tensión.

#### A.4.6. Transformadores de intensidad:

Proporciona al sistema de medida o protección una intensidad secundaria proporcional a la primaria sin sufrir un desfase apreciable, con el fin de que se obtenga una corriente admisible para dichos sistemas.



Figura 42. Transformador de intensidad.

En la Figura 43 se muestra el conjunto de todos los componentes descritos en una subestación:

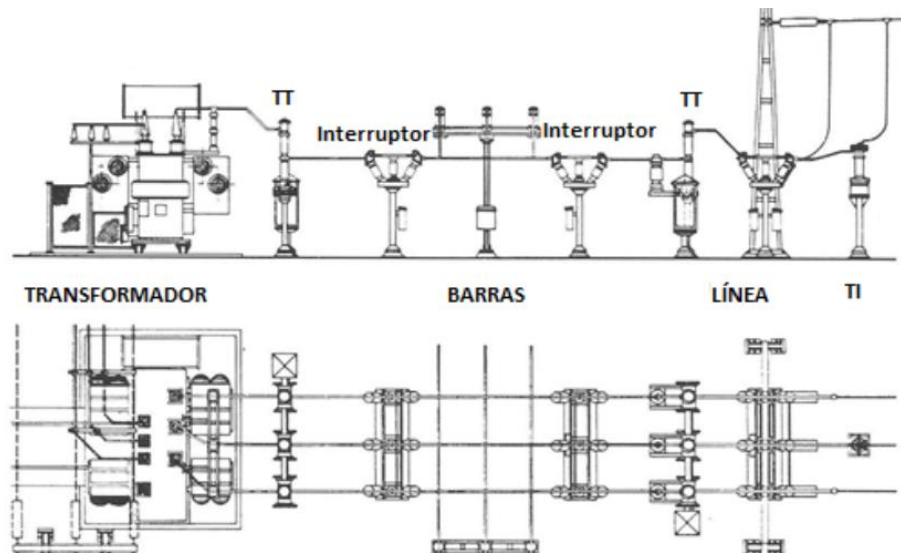


Figura 43. Vistas de los componentes principales de una subestación.

## A.5 Tratamiento del neutro en un sistema eléctrico de potencia:

La puesta a tierra del neutro se ha vuelto a lo largo de la historia del suministro eléctrico un aspecto a tener en cuenta debido al aumento de la longitud de las líneas, lo cual implica un aumento de los fenómenos de sobretensiones en las mismas.

El tipo de conexión del neutro determinará en gran medida el comportamiento de la Red ante faltas a tierra. A continuación se procede a explicar cada uno de los tipos de puesta a tierra existentes:

### Neutro aislado:

Se puede utilizar en redes de media tensión (de 10 a 30 kV). La corriente de defecto a tierra en el caso de un cortocircuito monofásico es mucho más resistiva y por ello en caso de una falta a tierra permite seguir explotando el sistema durante un periodo aceptable de tiempo. No obstante, una falta a tierra también supone:

- Elevación considerable de la tensión de las fases sanas.
- Un sistema de protección más complejo debido a la escasa aportación del neutro.
- Sistema menos seguro desde el punto de vista de protección que el de neutro rígido a tierra.

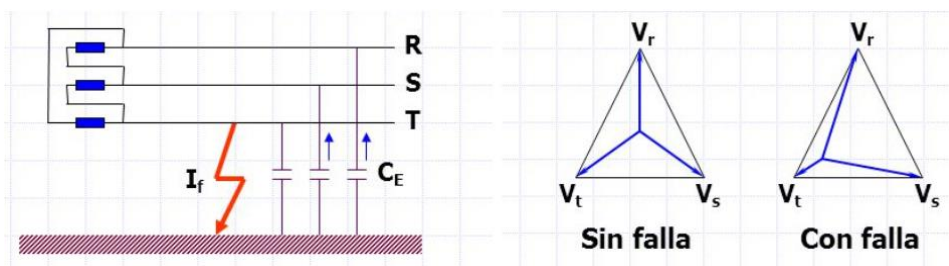


Figura 44. Esquema de puesta a tierra con neutro aislado.

**Neutro rígido a tierra:**

La corriente de defecto en caso de cortocircuito monofásico a tierra, es muy superior a la que se produce en el caso de neutro aislado, por lo que la desconexión del circuito se realiza rápidamente para evitar daños a las instalaciones. No obstante, sólo se requiere desconectar la fase (o fases) en falta y, por ello, la perturbación queda limitada, presenta mayor estabilidad y requiere menor aislamiento que el neutro aislado.

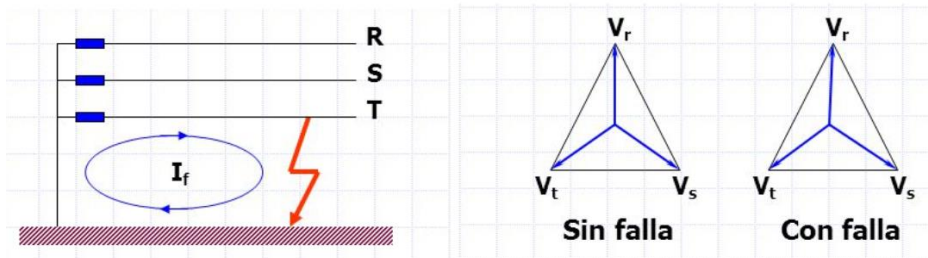


Figura 45. Esquema de puesta a tierra rígida a tierra.

**Neutro a tierra con impedancia:**

Gracias a la impedancia a tierra se consigue una disminución de la intensidad de neutro. De esta manera, se mantienen las ventajas de la puesta a tierra rígida y se disminuye la corriente a tierra.

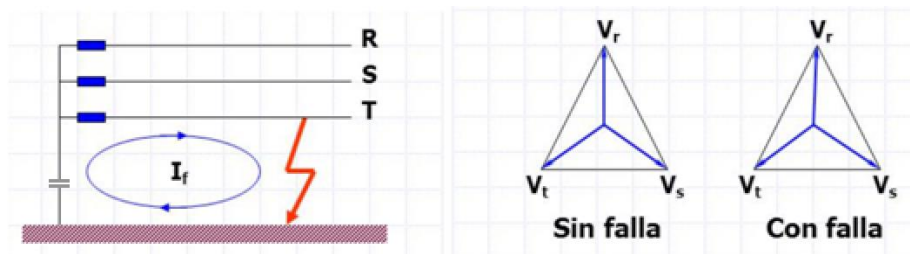


Figura 46. Esquema de puesta a tierra con impedancia.

## ANEXO B

### Tipos de falta:

Se denomina falta a cualquier perturbación en la Red Eléctrica que produce la alteración de sus condiciones de servicio. Principalmente, son debidas a la acción de agentes naturales (rayos, viento, caída de ramas de árbol, por ejemplo), a las averías de los elementos de la S.E.P. o errores humanos. Estas perturbaciones se pueden clasificar en:

- Faltas en serie: alteración en las tensiones o intensidades trifásicas equilibradas debido, por ejemplo, a la rotura del conductor en una de las fases del circuito.
- Cortocircuitos o faltas en paralelo: faltas entre fases o fase-tierra. Son las faltas más comunes que se describirán con detalle en este anexo.
- Otras faltas: sobrecargas, sobre/subtensión, sobre/subfrecuencia, asimetrías y desequilibrios de la generación-demanda.

El principal objetivo del Sistema de Protección de la red será detectar cualquiera de las faltas descritas anteriormente y, en caso de detección, despejarlas del resto de la Red con el fin de proteger y minimizar los daños que producen.

#### B.1 Faltas en paralelo o cortocircuitos:

Son producidas debido a la conexión intempestiva entre dos o más puntos del sistema trifásico de corriente de la red que se encuentran a distinta tensión mediante un material conductor de baja resistencia o impedancia, es decir, cuando se crea un cortocircuito. A continuación se explican las características de los distintos tipos de cortocircuitos posibles (expuestos en el Capítulo 3) y la demostración del cálculo del mismo mediante el uso de las redes de secuencia (expuestos en el Capítulo 4).

##### B.1.1. Cortocircuito monofásico a tierra:

Se produce cuando una de las fases del circuito en tensión es conectada a tierra. Presenta una elevada corriente de fuga (corriente que deriva a tierra) que depende del valor de impedancia que hay conectada a tierra y del tipo de conexión del neutro a tierra.

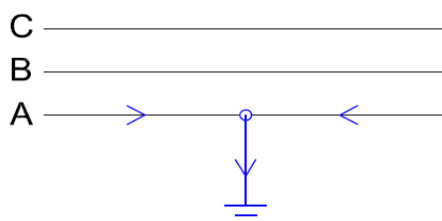


Figura 47. Esquema simplificado de una falta a tierra monofásica de la fase A.

La intensidad de la fase en falta será igual a la intensidad de la corriente a tierra (corriente de fuga), mientras que las intensidades de las fases sanas serán despreciables. Debido a que es un sistema desequilibrado, se utilizan las tres redes de secuencia para calcular las componentes simétricas. Mediante las componentes simétricas se obtienen las tensiones e intensidades asociadas al nudo donde se produce la falta.

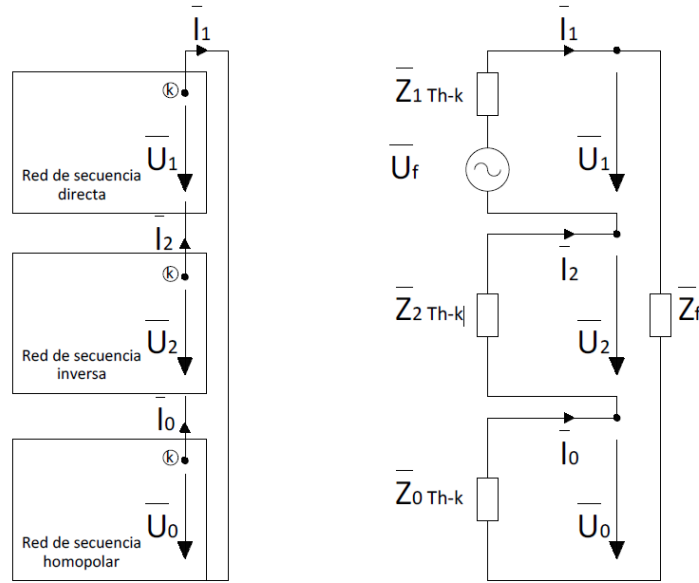


Figura 48. Circuito de las redes de secuencia para una falta monofásica.

Si denominamos nudo k al nudo donde se produce el cortocircuito, se denominarán como  $I_{ak}$ ,  $I_{bk}$  e  $I_{ck}$  y  $U_a$ ,  $U_b$  y  $U_c$  a las intensidades y tensiones, respectivamente, asociadas a dicho nudo y  $I_1$ ,  $I_2$  e  $I_0$  y  $U_1$ ,  $U_2$  y  $U_0$  a sus componentes simétricas.

Dadas las impedancias de los equivalentes Thevenin,  $Z_{1Th-k}$ ,  $Z_{2Th-k}$ ,  $Z_{3Th-k}$  (ver Figura 48), las componentes simétricas resultan:

Intensidades:

$$\bar{I}_1 = \bar{I}_2 = \bar{I}_0 = \frac{\bar{U}_f}{\bar{Z}_{1Th-k} + \bar{Z}_{2Th-k} + \bar{Z}_{0Th-k} + 3 \cdot \bar{Z}_f}$$

Tensiones:

$$\bar{U}_1 = \bar{U}_f - (\bar{Z}_{1Th} \cdot \bar{I}_1)$$

$$\bar{U}_2 = -(\bar{Z}_{2Th} \cdot \bar{I}_1)$$

$$\bar{U}_0 = -(\bar{Z}_{0Th} \cdot \bar{I}_1)$$

Una vez obtenidas las componentes simétricas, las corrientes y tensiones de fases asociadas al nudo k serán:

Intensidades:

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_{ak} \\ \bar{I}_{bk} \\ \bar{I}_{ck} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{I}_0 \\ \bar{I}_1 \\ \bar{I}_2 \end{bmatrix} = [A] \cdot \begin{bmatrix} \bar{I}_0 \\ \bar{I}_1 \\ \bar{I}_2 \end{bmatrix}$$

$$\bar{I}_{ak} = \bar{I}_1 + \bar{I}_2 + \bar{I}_0 = 3\bar{I}_0$$

$$\bar{I}_{bk} = \bar{I}_{ck} = 0$$

Tensiones:



$$\begin{bmatrix} \overline{U_a} \\ \overline{U_b} \\ \overline{U_c} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \overline{U_0} \\ \overline{U_1} \\ \overline{U_2} \end{bmatrix} = [A] \cdot \begin{bmatrix} \overline{U_0} \\ \overline{U_1} \\ \overline{U_2} \end{bmatrix}$$

Por tanto, de la demostración se deduce que:

$$\overline{U_{ak}} = (\overline{Z_f} \cdot \overline{I_{ak}}) = (\overline{Z_f} \cdot 3 \cdot \overline{I_0})$$

### B.1.2. Cortocircuito bifásico:

Se produce un cortocircuito bifásico cuando dos fases en tensión se conectan entre sí. La corriente que circula por una de las fases en falta será opuesta a la intensidad de la otra fase en falta. Al no haber puesta a tierra, no habrá corriente de fuga.

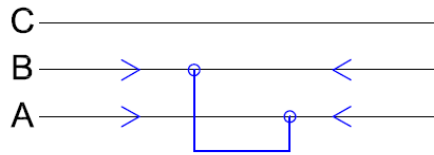


Figura 49. Esquema simplificado de una falta bifásica de la fase A.

En este caso, la suma de las intensidades de las fases en falta será igual a cero. La intensidad de la fase sana será nula.

De nuevo se trata de un circuito desequilibrado en el que se deben utilizar las redes de secuencia para la obtención de las componentes simétricas.

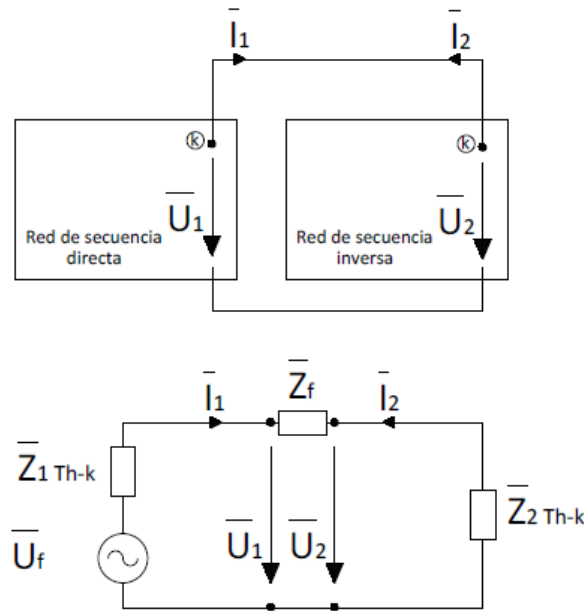


Figura 50. Circuito de las redes de secuencia para falta bifásica.

Dadas las impedancias de los equivalentes Thevenin,  $\overline{Z_{1Th-k}}$  y  $\overline{Z_{2Th-k}}$  (ver Figura 50), las componentes simétricas se calculan tal y como se muestra a continuación.

Intensidades:

$$\bar{I}_1 = \frac{\bar{U}_f}{\bar{Z}_{1Th-k} + \bar{Z}_{2Th-k} + \bar{Z}_f}$$

$$\bar{I}_2 = - \frac{\bar{U}_f}{\bar{Z}_{1Th-k} + \bar{Z}_{2Th-k} + \bar{Z}_f}$$

$$\bar{I}_0 = 0 \text{ A.}$$

Tensiones:

$$\bar{U}_1 = \bar{U}_f - (\bar{Z}_{1Th} \cdot \bar{I}_1)$$

$$\bar{U}_2 = (\bar{Z}_{2Th} \cdot \bar{I}_2)$$

$$\bar{U}_0 = 0$$

Una vez obtenidas las componentes simétricas, las corrientes y tensiones de fases asociadas al nudo k se obtendrán mediante la matriz de relación, A.

Intensidades:

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_{ak} \\ \bar{I}_{bk} \\ \bar{I}_{ck} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{I}_0 \\ \bar{I}_1 \\ \bar{I}_2 \end{bmatrix} = [A] \cdot \begin{bmatrix} \bar{I}_0 \\ \bar{I}_1 \\ \bar{I}_2 \end{bmatrix}$$

Tensiones:

$$\begin{bmatrix} \bar{U}_a \\ \bar{U}_b \\ \bar{U}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{U}_0 \\ \bar{U}_1 \\ \bar{U}_2 \end{bmatrix} = [A] \cdot \begin{bmatrix} \bar{U}_0 \\ \bar{U}_1 \\ \bar{U}_2 \end{bmatrix}$$

### B.1.2. Cortocircuito bifásico a tierra (con neutro rígido a tierra):

Se produce un cortocircuito bifásico a tierra cuando son conectadas dos fases a tierra.

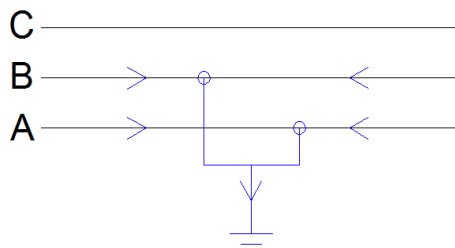


Figura 51. Esquema simplificado de una falta bifásica a tierra.

En este caso, la suma de las intensidades de las dos fases en falta será igual a la corriente de fuga. La intensidad de la fase sana vuelve a ser nula.

De nuevo, se trata de un cortocircuito desequilibrado, así que, para obtener las tensiones e intensidades del cortocircuito, se deben obtener las componentes simétricas mediante las redes de secuencia del sistema.

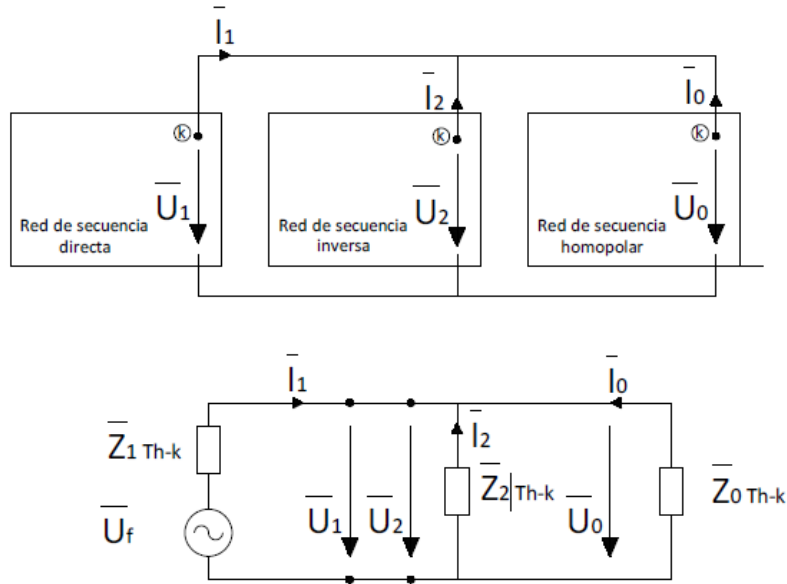


Figura 52. Circuito de las redes de secuencia de una falta bifásica a tierra.

Aplicando las leyes de Kirchoff en el circuito equivalente Thevenin (ver Figura 52), obtenemos las componentes simétricas de la falta.

Intensidades:

$$\bar{I}_1 = \frac{\bar{U}_f}{\frac{\bar{Z}_{2Th-k} \cdot \bar{Z}_{0Th-k}}{\bar{Z}_{2Th-k} + \bar{Z}_{0Th-k}} + \bar{Z}_{1Th-k}}$$

$$\bar{I}_2 = \frac{\bar{U}_2}{\bar{Z}_{2Th-k}}$$

$$\bar{I}_0 = \frac{\bar{U}_0}{\bar{Z}_{0Th-k}}$$

Tensiones:

$$\bar{U}_1 = \bar{U}_2 = \bar{U}_0 = \bar{U}_f - (\bar{Z}_{1Th} \cdot \bar{I}_1)$$

Una vez obtenidas las componentes simétricas de las tensiones e intensidades, se procede a obtener las tensiones y corrientes reales:

Intensidades:

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_{ak} \\ \bar{I}_{bk} \\ \bar{I}_{ck} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{I}_0 \\ \bar{I}_1 \\ \bar{I}_2 \end{bmatrix} = [A] \cdot \begin{bmatrix} \bar{I}_0 \\ \bar{I}_1 \\ \bar{I}_2 \end{bmatrix}$$

$$\bar{I}_0 = \frac{1}{3} \cdot (\bar{I}_{ak} + \bar{I}_{bk} + \bar{I}_{ck}) = \frac{\bar{I}_f}{3} \Rightarrow \bar{I}_f = 3 \cdot \bar{I}_0$$

Tensiones:

$$\begin{bmatrix} \overline{U_a} \\ \overline{U_b} \\ \overline{U_c} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \overline{U_0} \\ \overline{U_1} \\ \overline{U_2} \end{bmatrix} = [A] \cdot \begin{bmatrix} \overline{U_0} \\ \overline{U_1} \\ \overline{U_2} \end{bmatrix}$$

$$\overline{U_R} = \bar{Z}_f \cdot \bar{I}_f = 3 \cdot \bar{Z}_f \cdot \bar{I}_0$$

$$\overline{U_T} = \bar{Z}_f \cdot \bar{I}_f = 3 \cdot \bar{Z}_f \cdot \bar{I}_0$$

### B.1.3. Cortocircuito trifásico a tierra:

Se produce un cortocircuito trifásico a tierra cuando se conectan las tres fases a tierra. Por lo general, las faltas trifásicas son las que transmiten mayor corriente de cortocircuito.

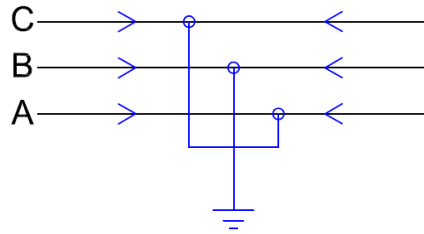


Figura 53. Esquema simplificado de una falta trifásica a tierra.

Al tratarse de un cortocircuito simétrico, la suma de las intensidades de cada fase es igual a la intensidad de fuga y es nula. Debido a ser un sistema equilibrado, la intensidad de cortocircuito se obtiene analizando únicamente la red de secuencia directa:

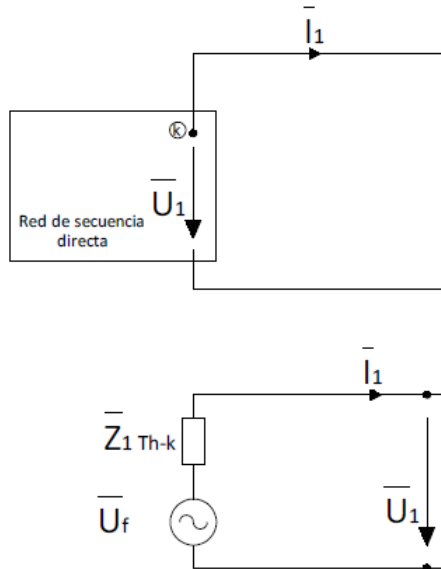


Figura 54. Circuito de las redes de secuencia de una falta trifásica.

Según la Figura 54, la intensidad de secuencia directa resulta:

$$\bar{I}_1 = \frac{\bar{U}_f}{\bar{Z}_{1Th-k}}$$

$$\bar{I}_f = \bar{I}_1$$

## ANEXO C

### Sistema de protección de un S.E.P.

---

Para poder hacer frente a las distintas faltas explicadas, es necesario que haya un Sistema de protecciones en las distintas instalaciones de la Red. Gracias a este Sistema, se despeja el elemento con falta del resto de la Red con el fin de evitar daños o graves consecuencias que podría producir la propagación de dicha falta a lo largo del Sistema Eléctrico de Potencia. De esta forma se consigue que el suministro de energía eléctrica a los usuarios finales sea de lo más estable y continuo posible.

Tras lo explicado, se puede definir Sistema de Protección al conjunto de dispositivos electrónicos y mecánicos, así como la aparamenta del Sistema Eléctrico de Potencia utilizado con el fin de detectar y despejar las faltas del resto de la Red en el menor tiempo y en el entorno más reducido posible.

Las principales características funcionales del Sistema de Protección son:

- **Sensibilidad**: la protección debe distinguir claramente las situaciones de falta y las situaciones de servicio normales. Para ello, se deben establecer las magnitudes mínimas y máximas de las magnitudes de la red necesarias para realizar esta distinción de manera correcta.
- **Selectividad**: la protección debe distinguir si la falta se encuentra en su zona de protección o si es externa. Sólo actuará ante faltas internas o ante faltas externas en el caso de que las protecciones de la zona donde se haya producido dicha falta no actúen para despejarla.
- **Rapidez**: las protecciones deben despejar el escenario de la falta del resto del sistema eléctrico (de manera instantánea o con una temporización pequeña) en el menor tiempo posible con el fin de evitar que los daños o efectos de las faltas se propaguen a todo el sistema.
- **Fiabilidad**: La respuesta que da la protección ante la situación en la que se encuentre la zona a proteger debe ser correcta, es decir, actuar en caso de falta y no actuar en caso de situación normal de servicio.
- **Economía y sencillez**: para mantener de manera óptima los aspectos tecnológicos y económicos, se debe analizar qué elemento del sistema es más preferible proteger en mayor medida y qué coste se reduce por evitar la propagación de la falta. Además, las protecciones deben ser lo más sencillas posibles, ya que evitar complejidades implica evitar situaciones que comprometen a la protección del sistema.

Según la zona que comprenda la protección, se pueden clasificar en dos tipos:

- **Protecciones primarias**: son las protecciones destinadas a actuar en primera instancia, desconectando únicamente los equipos de la red en los que se encuentra la falta.
- **Protecciones de apoyo**: como su propio nombre indica, sirven de apoyo a las protecciones primarias en caso de que no actúen o no se produzca apertura de los interruptores. Dentro de este tipo de protección, se encuentran:

- Protecciones de apoyo locales: se encuentran en la misma subestación que las protecciones primarias a las que respalda.
- Protecciones de apoyo remotas: se encuentran situadas en una subestación adyacente a las protecciones primarias a las que respaldan.

En cuanto a los elementos que componen el sistema de protección, principalmente se encuentran:

- Relé de protección: dispositivo electrónico encargado de la detección de faltas y su consiguiente actuación para despejarla del resto de la Red mediante la orden de apertura de los interruptores asociados al mismo.
- Interruptores: Automatismos mecánicos destinados a la apertura y cierre de los distintos elementos de la Red por orden del relé de protección asociado. También pueden ser abiertos y cerrados de manera manual desde el mando de la posición o de forma remota desde el Centro de Control.
- Transformadores de medida: son los equipos destinados a reducir la tensión (Transformador de Tensión) e intensidad (Transformador de Intensidad) de la Red a valores normalizados (alrededor de 110V y 5 A) con el fin de proporcionar a los relés las magnitudes eléctricas de la posición a proteger de una manera segura. Esta reducción de las magnitudes se realiza sin variar los fasores de las corrientes y las tensiones de la Red.
- Unidad Terminal Remota (R.T.U.): elemento encargado de recibir todas las señales y alarmas procedentes de los relés de la instalación para enviarlos mediante un Sistema de telecomunicaciones al Centro de Control. Además, es el encargado de recibir las órdenes telemandadas desde el Centro de Control y realizar las maniobras en las posiciones o elementos que procedan.

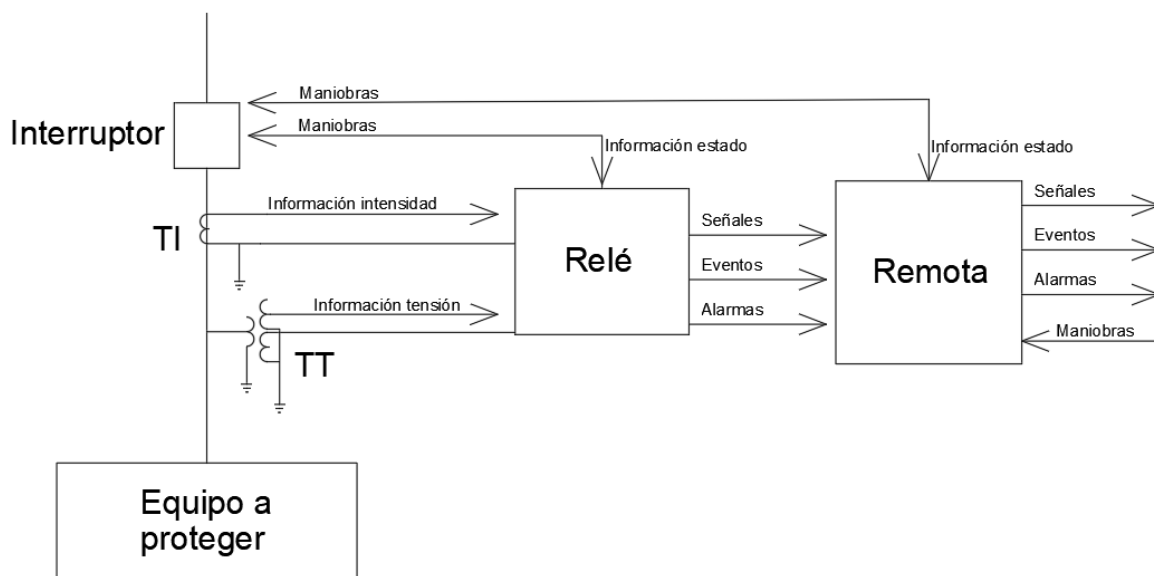


Figura 55. Esquema simplificado del Sistema de Protección de una posición.

### C.1. Relé de protección:

Se trata del equipo del sistema de protección que detecta anomalías en las distintas magnitudes eléctricas (tensión, intensidad, frecuencia, etc.) de la posición a proteger de tal forma que, si una de estas magnitudes supera unos valores pre-ajustados en el relé, éste da la orden de apertura del circuito o equipo a proteger.

Tal y como se ha descrito anteriormente, se le informa al relé del estado de la red mediante los Transformadores de Tensión y de Intensidad los cuales reducen los altos valores de tensión e intensidad de la red a valores nominales del orden de decenas de voltios y amperios. En el caso de detección de falta, el relé ordena operar a dispositivos, tales como interruptores, con el fin de abrir el elemento en falta y así aislarla del resto de la Red.

Con el fin de informar al Centro de Control (C.C.) de la Red, el relé envía a la Unidad Terminal Remota (R.T.U.) de la subestación todas las señales y alarmas analógicas y digitales que se generan. De esta forma y mediante el sistema de telecomunicaciones, la R.T.U. envía todas las señales suministradas por el relé al Centro de Control.

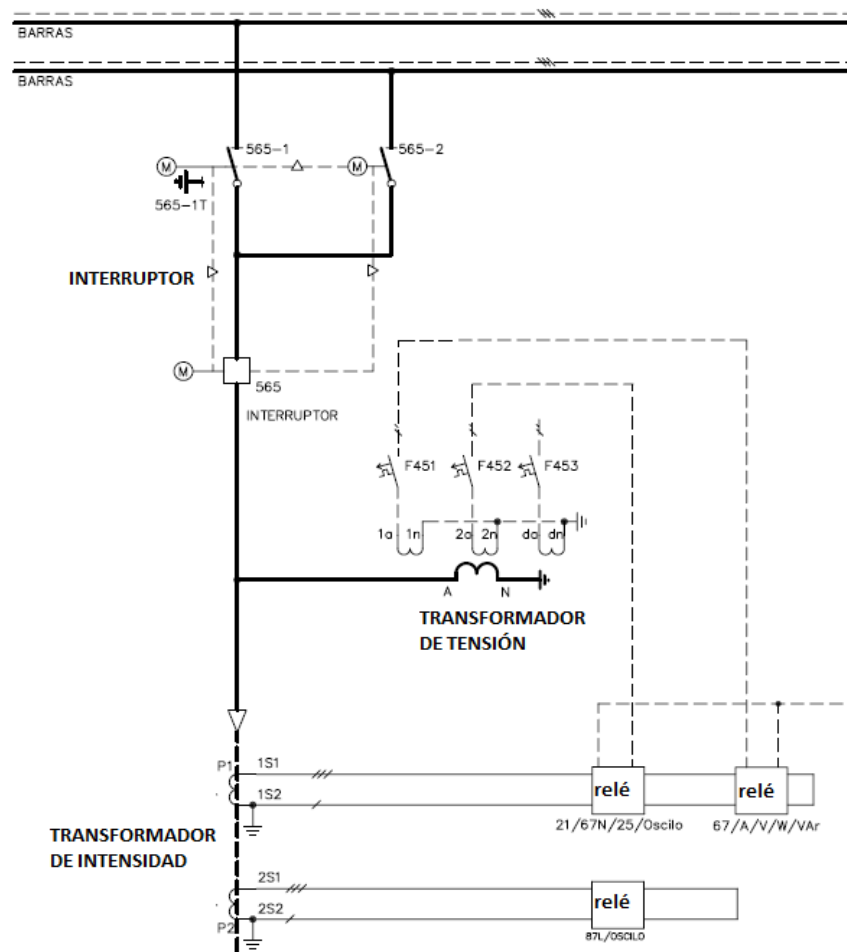


Figura 56. Esquema unifilar funcional de una protección en una posición.

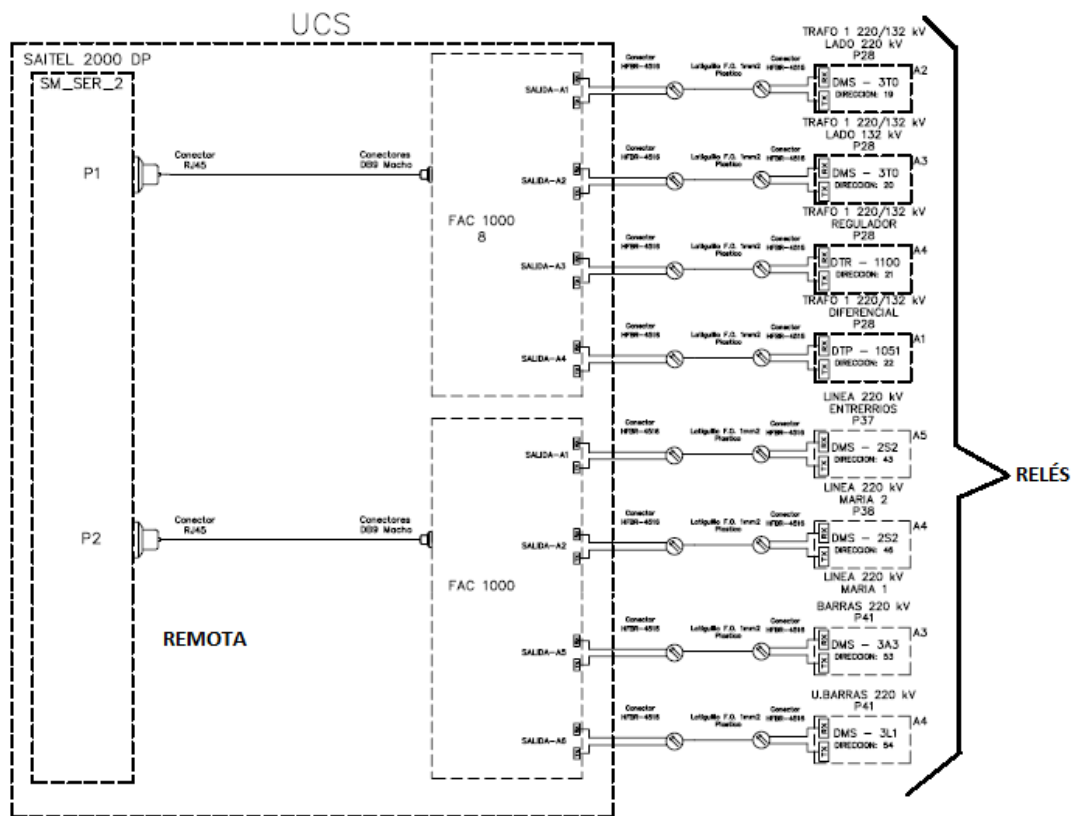


Figura 57. Esquema de conexionado de la R.T.U. con los relés de la instalación.

## C.2. Funciones de protección:

Las funciones de protección tienen la finalidad de que, mediante unos ajustes correctos, el relé detecte las posibles faltas de la posición a proteger y actúe según proceda. A continuación se explica el fundamento en el que se basan cada una de las funciones expuestas en el Capítulo 5.

### C.2.1 Función sobreintensidad de fases o neutro no direccional (51F-N o 50F-N):

El fundamento de estas funciones resulta el más sencillo de todos. Su funcionamiento se basa en detectar intensidades que sobrepasen un valor preestablecido, de tal forma que la función detecta falta cuando se produce una sobreintensidad. El valor límite (intensidad a partir de la cual arranca la protección) se establece según las condiciones de la posición a proteger (intensidad nominal, carga, selectividad con otras posiciones, etc.).

Las funciones de sobreintensidad se pueden clasificar, en función del tiempo, en:

- De tiempo fijo: la protección dispara siempre en un tiempo fijo preestablecido, independientemente del valor de la sobreintensidad. En el caso de que el tiempo prefijado sea nulo, se denomina función de sobreintensidad instantánea (50F-N)
- Tiempo inverso: la protección dispara con un tiempo dependiente al valor de la sobreintensidad, es decir, cuanto mayor sea la intensidad de falta, menor será el tiempo de actuación de la protección. Esta relación entre el valor de la intensidad y el tiempo de disparo se define mediante el uso de curvas I-t normalizadas. Las familias de curvas a utilizar en esta función son (véase ):



- Curva Normal Inversa (Standard Inverse): Es recomendable cuando la intensidad de falta depende de la capacidad de generación en ese momento.
- Curva Muy Inversa (Very Inverse): Recomendable para intensidades de falta que dependen de la impedancia que hay entre la generación y la ubicación de la falta.
- Curva Extremadamente Inversa (Extremely Inverse): Recomendable para proteger instalaciones de clientes o grandes motores, con grandes valores de intensidad.

Además del tipo de curva, en las funciones de tiempo inverso también se debe ajustar el dial de la curva. El dial de la curva es directamente proporcional al tiempo, de tal forma que, cuanto mayor sea el dial de la curva, mayor será el tiempo de actuación.

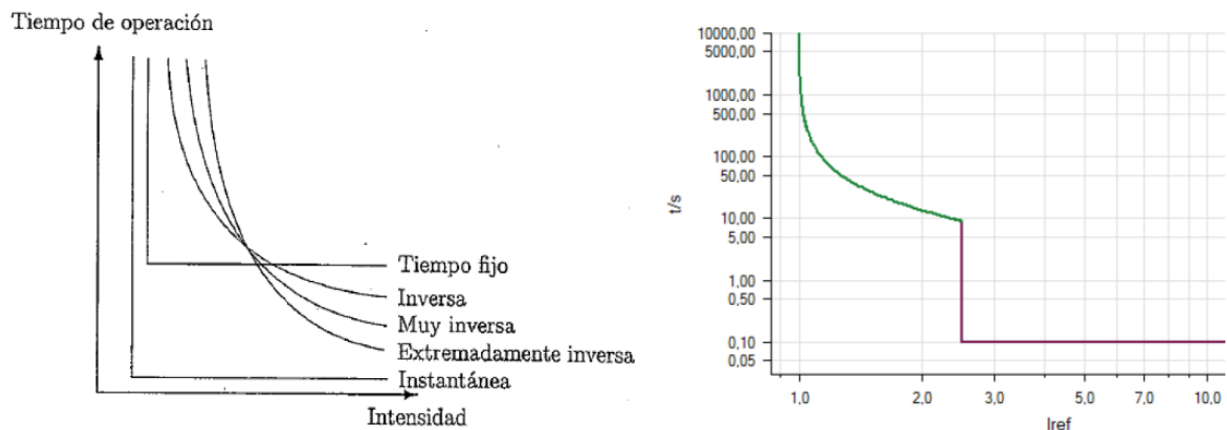


Figura 58. Tipos de curvas Intensidad-Tiempo para las funciones de sobreintensidad (izquierda) y curva combinada de tiempo inverso e instantáneo (derecha).

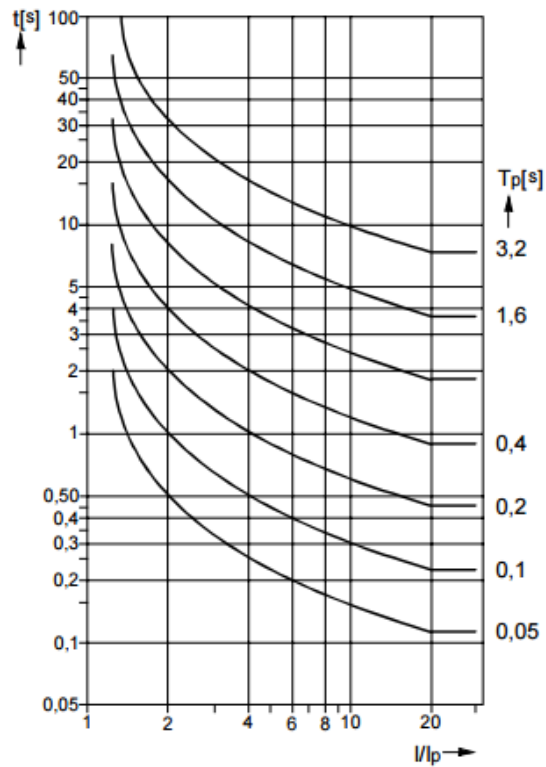
La manera más común de ajustar esta función en el relé, es combinar la sobreintensidad de tiempo inverso con la instantánea, de tal forma que a partir de un valor de sobrecorriente actuará la función de tiempo inverso (51F-N) hasta un valor de sobrecorriente máximo, a partir del cual actuará la función instantánea (50F-N), tal y como se observa en la Figura 58.

Según la norma IEC 255-3, la expresión para calcular el tiempo de disparo dependiendo del tipo de curva, dial de la curva, intensidad de arranque y sobrecorriente es:

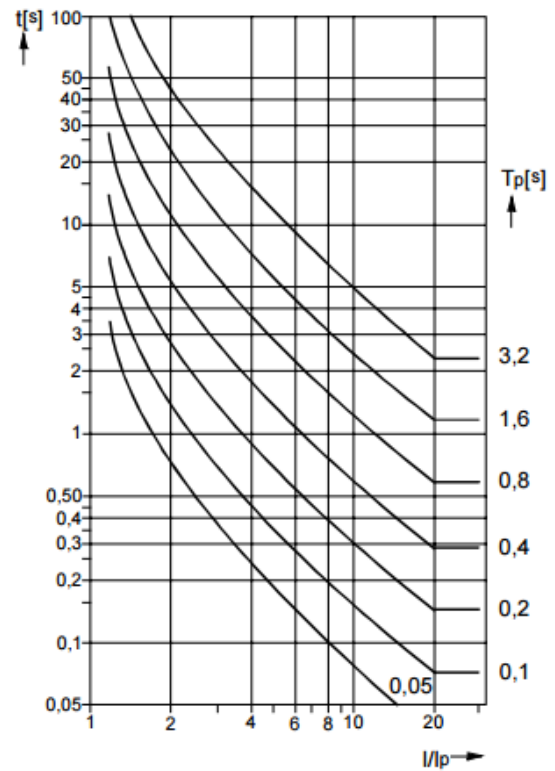
$$t = k \cdot \frac{a}{(I/I_{ref})^b - 1}$$

Siendo:

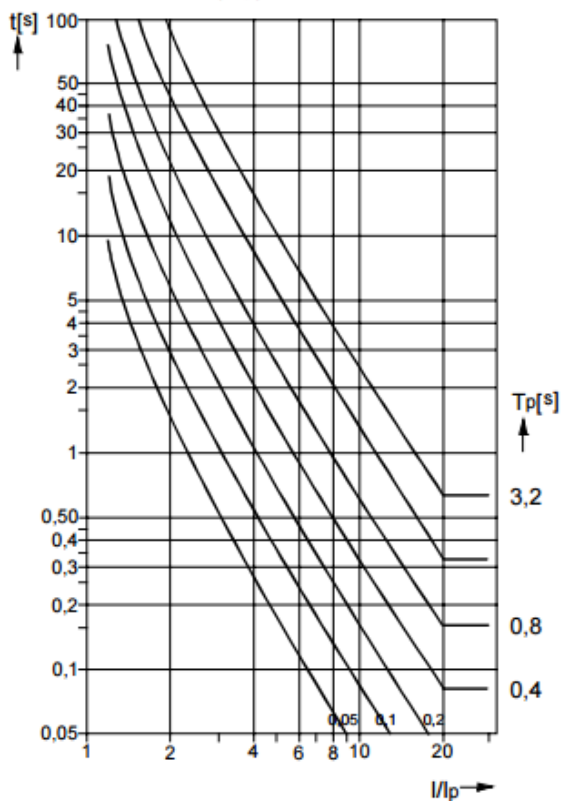
- k: dial de la curva
- I: intensidad de falta
- I<sub>ref</sub>: intensidad de arranque
- a y b: parámetro definido por el tipo de curva (ver Figura 59).



Inverso normal:  $t = \frac{0.14}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^{0.02} - 1} \cdot T_p$  [s]



Muy Inversa:  $t = \frac{13.5}{\left(\frac{I}{I_p}\right) - 1} \cdot T_p$  [s]



Extremadamente Inversa:  $t = \frac{80}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^2 - 1} \cdot T_p$  [s]

$t$  Tiempo de disparo  
 $T_p$  Valor de ajuste factor de tiempo  
 $I$  Corriente de falla  
 $I_p$  Valor de ajuste de la corriente

Nota: Para fallas a tierra se lee  $I_{Ep}$  en vez de  $I_p$  y  $T_{Ep}$  en vez de  $T_p$

Figura 59. Curvas Intensidad-Tiempo para funciones de sobreintensidad según norma IEC 255-3.

### C.2.2 Función de sobreintensidad de fases o neutro direccional (67F-N):

El principio de funcionamiento es similar a la función anterior, pero precisa de que la corriente de falta circule en una dirección determinada preestablecida para que dispare la protección. La direccionalidad es necesaria en redes de configuración mallada, donde se mejora la selectividad y permite acotar la falta correctamente. Así que, en esta función, además de definir la intensidad de arranque, se deberá definir la direccionalidad.

Un caso particular de esta función es el caso de faltas a tierras en redes con puesta a tierra de neutro aislado o puesta a tierra con alta impedancia, en los cuales la intensidad de cortocircuito son pequeñas respecto a las corrientes nominales del sistema (en estos casos, las funciones de sobreintensidad no direccionales no sirven para detectarlas).

En el caso de que una de las líneas de una barra esté en falta (ver), las líneas sanas aportarán corriente a la línea en falta, de tal forma que las direcciones de las corrientes irán de las líneas sanas a la barra. Por otro lado, la línea en falta tendrá la dirección de la corriente de barras a la propia línea (donde esté ubicada la falta). Así que la dirección en las líneas sanas será  $+90^\circ$  y en la línea en falta  $-90^\circ$  respecto a la tensión de referencia homopolar.

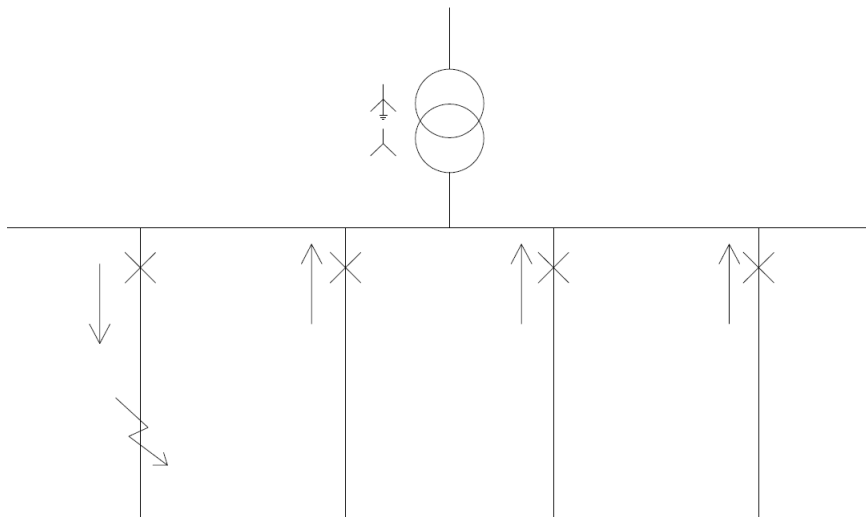


Figura 60. Esquema simplificado de falta en una línea de M.T.

Según lo explicado, habrá que definir en la función la direccionalidad de la corriente que va desde barras hacia la línea. De esta forma la protección únicamente disparará cuando la falta se encuentre en su línea. Los parámetros a definir de esta función son:

- Tensión baja,  $V_b$ .
- Tensión alta,  $V_a$ .
- Intensidad baja,  $I_b$ .
- Intensidad alta,  $I_a$ .

Con estos parámetros definidos, se establece la zona de operación de la protección, tal y como se observa en la Figura 61.

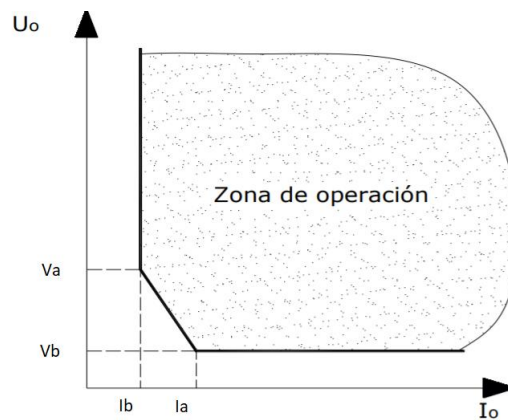


Figura 61. Zona de operación para función sobreintensidad direccional homopolar con neutro aislado.

### C.2.3 Función de distancia (21):

Es la función más utilizada en las redes de Alta Tensión, siendo la protección ideal para redes malladas. En particular, es utilizada en las líneas de transporte en las cuales existe una proporcionalidad entre la longitud y la impedancia de la misma.

Como se ha explicado en el Capítulo 5, se basa en el cálculo de la impedancia vista desde el extremo a proteger mediante la tensión y la intensidad. En condiciones normales, se tendrá una impedancia alta; no obstante; en caso de falta, la impedancia del circuito disminuirá en gran medida su valor debido a la caída de la tensión y el aumento de la intensidad (ley de Ohm).

Así que en la función habrá que definir un área característica de operación en un diagrama R-X, de tal forma que, si la impedancia calculada se encuentra en dicho área, la protección disparará por presencia de falta. Hay muchos tipos de áreas de operación dependiendo de las preferencias o exigencias de la zona a proteger. Las áreas de operación o curvas características más comunes están representadas a continuación:

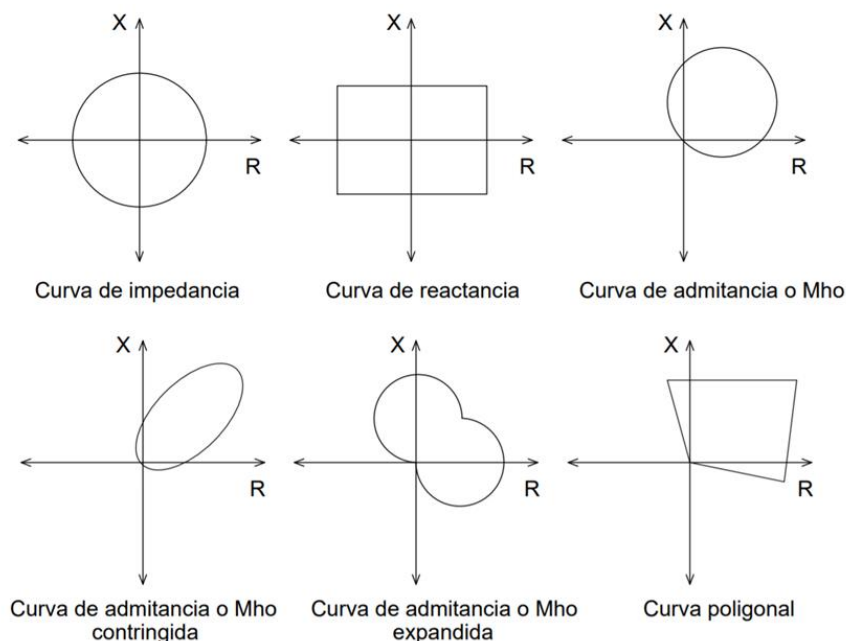


Figura 62. Tipos de áreas de operación en diagrama R-X para función distancia.

Teóricamente, la función de distancia de una protección debería proteger el 100% de la línea; no obstante; por varias causas puede haber un fallo en el cálculo de la impedancia equivalente, provocando una incorrecta actuación o selectividad. Para solucionar este problema, se utilizan las llamadas zonas de protección (ver Figura 63 y Figura 64), las cuales representan un porcentaje de la línea a proteger con el fin de definir distintos alcances y tiempos de manera escalonada, asegurando así mayor seguridad en la selectividad y coordinación de las protecciones en la red. A continuación, se procede a explicar las características de cada una de las zonas:

### Zona de protección 1:

Esta zona protege alrededor del 80% de la longitud total de la línea a partir del extremo donde se encuentre la protección. La actuación ante una falta si se encuentra en esa zona es instantánea o con un tiempo de actuación muy pequeño.

### Zona de protección 2:

Esta zona abarca la totalidad de la línea a proteger y alrededor de un 20% de la(s) línea(s) adyacente(s). De esta forma se cubre el margen de seguridad de la zona 1 y se apoya de manera remota parte de la línea adyacente, en caso de ausencia de actuación. El tiempo de actuación ante una falta si se encuentra en esta zona es de alrededor de 400 milisegundos, con el fin de no sobre-alcanzar a la protección de la línea adyacente (en el caso de que la falta se encuentre en dicha línea), la cual verá la falta en zona 1 y actuará de manera instantánea.

### Zona de protección 3:

Esta zona abarca la totalidad de la línea a proteger y la de la(s) línea(s) adyacente(s). El principal objetivo es servir de apoyo para las posiciones remotas de las líneas adyacentes (en caso de ausencia de actuación de la protección, actuará la posición remota de la línea adyacente). El tiempo de actuación es de alrededor de 800 ms, con el fin de no sobre-alcanzar o descoordinar con las otras líneas de la red.

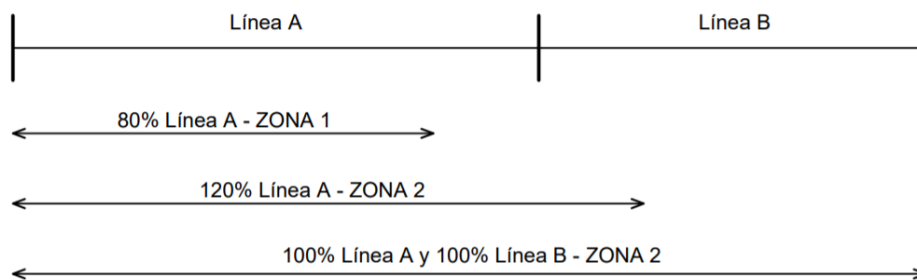


Figura 63. Zonas de protección para función distancia.

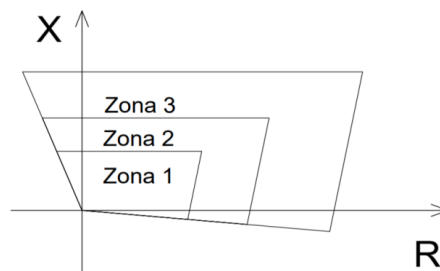


Figura 64. Áreas de operación para las distintas zonas de protección de la función distancia.

El otro extremo de la línea a proteger tiene también protección con función de distancia con una configuración similar a la explicada. De esta manera se consigue despejar la falta del resto de la red.

#### C.2.4 Función diferencial (87L-T-B):

En esta función únicamente hay operación si la falta se encuentra en la zona a proteger, de tal forma que se diferencia si la falta es externa o interna al circuito (actuándose únicamente en el caso de que sea interna). Por lo tanto, esta función de protección realiza una comparación de las intensidades de los extremos del elemento a proteger. Los elementos que utilizan esta función de protección son: líneas (87L), transformadores (87T) y barras (87B).

Para que los dos extremos estén coordinados (se transmita la información de un extremo a otro), se debe establecer una relación entre ellos mediante un canal de comunicaciones como, por ejemplo, fibra óptica. Cada uno de los relés posee información acerca de la intensidad local y remota a partir de las cuales efectúan la protección diferencial.

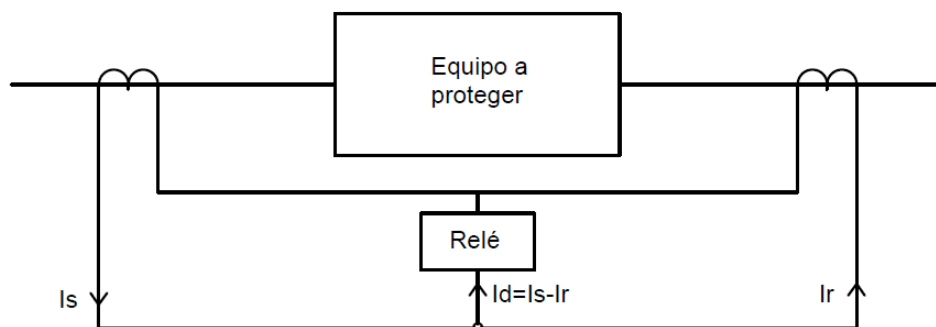


Figura 65. Esquema simplificado de la función diferencial.

El principio de funcionamiento se basa en la primera ley de Kirchhoff: “La suma vectorial de todas las intensidades que llegan a un nudo debe ser igual a cero”. En condiciones normales, las corrientes secundarias de los transformadores de intensidad en ambos extremos tienen la misma dirección de circulación. En caso de falta, hay una diferencia entre dichas corrientes que, si sobrepasa el valor preestablecido (intensidad diferencial de arranque), hará que actúe la protección por detección de falta.

Para impedir actuaciones erróneas de la protección, así como para mejorar la selectividad, se utiliza el llamado frenado porcentual. Este frenado porcentual se basa en no dejar actuar a la protección hasta que la intensidad diferencial no supere un determinado porcentaje del valor de la intensidad de frenado, tal y como se observa en la Figura 66. De esta forma, a mayores intensidades de paso, mayor será la corriente diferencial necesaria para actuar, consiguiendo así hacer invulnerables a los relés ante los posibles desequilibrios de faltas externas.

Además, también es común que haya cambios en la pendiente de actuación (ver Figura 66) tras las llamadas intensidades de corte. Estas pendientes indican la relación entre la corriente diferencial y la corriente de frenado.

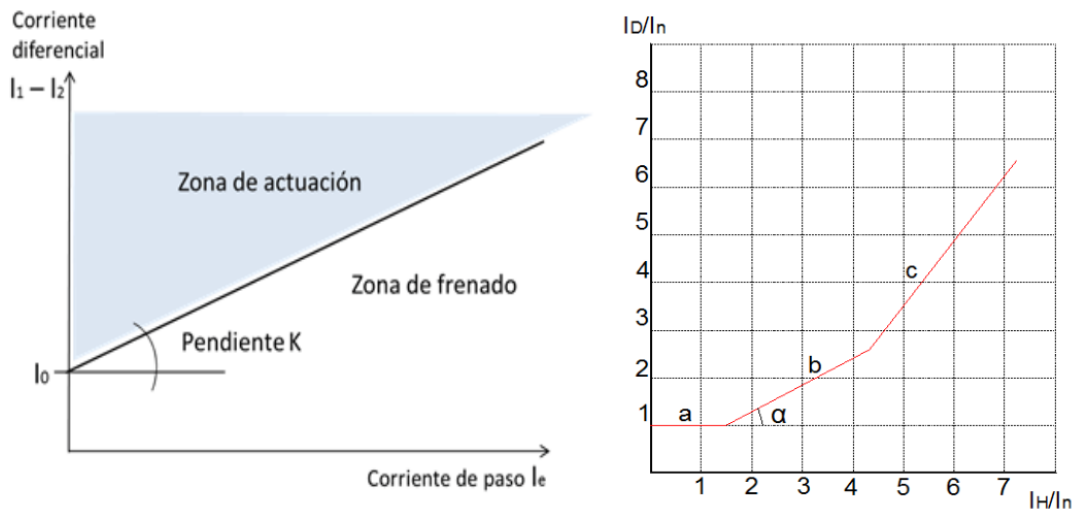


Figura 66. Gráfica de frenado porcentual para función de protección diferencial.

### C.2.5 Funciones de sobretensión y subtensión (59/27):

#### Sobretensión:

Por fallos de regulación o maniobras y por agentes naturales se pueden producir incrementos en el nivel de tensión. Si esta sobretensión supera ciertos límites, puede llegar a dañar conductores y otros componentes del sistema.

Gracias a función de protección por sobretensión, el relé actúa cuando la tensión supera un nivel preestablecido tras una temporización establecida. La temporización de esta función suele ser alta (alrededor de 5 segundos) con el fin de evitar problemas de selectividad con otras protecciones. El valor de arranque de esta protección suele ser alrededor del 120% de la tensión nominal de la red.

#### Subtensión:

En caso de cortocircuito en la red, las tensiones disminuyen en gran medida su valor. Cuando estas tensiones bajan por debajo de un determinado valor puede provocar grandes daños en los componentes de la red.

Para evitarlo, se utiliza la función de protección de subtensión, en la cual, cuando el relé de protección detecta el nivel de tensión por debajo del valor preestablecido, actúa tras un tiempo definido ante la falta. La temporización de esta función suele ser alta (alrededor de 5 segundos) con el fin de evitar problemas de selectividad con otras protecciones. El valor de arranque de esta protección suele estar alrededor del 20% de la tensión nominal de la red.

Al igual que en las funciones de sobreintensidad, en las funciones de sobre/sub-tensión se puede realizar una temporización por tiempo fijo (el tiempo de actuación es siempre el mismo, independientemente del valor de la sobretensión) o por curva característica de tiempo inverso (cuanto mayor sea la sobretensión, menor será el tiempo de actuación).

### C.2.6 Funciones de sobrefrecuencia o subfrecuencia (81M-m):

La frecuencia es una de las magnitudes más significativas para asegurar la calidad del servicio. En caso de una anomalía en la regulación del Sistema Eléctrico (desequilibrio entre generación y consumo, por ejemplo) la frecuencia puede sufrir una variación en su valor, lo que podría provocar daños irreparables en la red.

Para evitar que la frecuencia pase valores críticos, se utilizan las funciones de sobrefrecuencia y subfrecuencia. El principio de funcionamiento de la protección se basa en actuar tras una temporización en caso de que el valor de la frecuencia salga de los márgenes establecidos.

En cuanto a los parámetros de las funciones, el valor de actuación para función sobrefrecuencia suele estar alrededor de 51 Hz, mientras que el nivel a partir el cual actúa la protección por función subfrecuencia suele estar alrededor de 48 Hz. La temporización suele ser baja (menos de medio segundo) para evitar grandes desequilibrios y daños en la Red.

### C.2.7 Función de reenganche (79):

El reenganchador es automatismo mecánico que repone el servicio de la posición asociada tras la apertura de su interruptor para despejar una falta. Cuando la falta producida es transitoria, al reponer el servicio por la función de reenganche se vuelve a las condiciones normales de servicio; no obstante; si la falta es permanente, volverá a disparar la protección tras el reenganche debido a que la falta persiste. Los parámetros a introducir son los siguientes:

Tiempo en reenganchar o tiempo muerto: tiempo que transcurre entre el disparo de la protección ante la existencia de falta y el reenganche con el fin de asegurar la extinción del arco eléctrico que se produce al abrir el interruptor. Este tiempo suele estar entre 0,5 y 3 segundos.

Número de reenganches permitidos: el número máximo de reenganches que puede realizar si la falta persiste tras los disparos de la protección.

Tiempo de inhibición: en el caso de que vuelva a disparar la protección tras el reenganche por persistencia de la falta, se bloquea el funcionamiento del reenganchador durante un tiempo predefinido.

Tiempo de bloqueo: cuando el automatismo ha realizado el número máximo de reenganches permitidos, se bloquea la función con el fin de que no vuelva a reenganchar tras un disparo durante un tiempo preestablecido. Dicho tiempo suele ser un minuto.



## ANEXO D

### Tipificación de formas de onda en oscilografías

Una oscilografía es la representación gráfica de las intensidades y tensiones en el transitorio de la falta registradas por el relé de la posición y las señales digitales (generadas por el relé) tales como arranques y disparos de las funciones de protección. Aportan una gran información a la incidencia (tensiones e intensidades de cada una de las fases, fases involucradas, tiempo de despeje de la falta, funciones que arrancan y disparan, etc.) las cuales se explicarán posteriormente. En este anexo se procede a exponer una librería de tipificación de faltas con el fin de servir de manual.

En la Figura 67 se muestra el registro de las señales analógicas de tensión e intensidad, así como las señales digitales (arranque y disparo de la protección, estado del interruptor, etc.) de una falta bifásica.

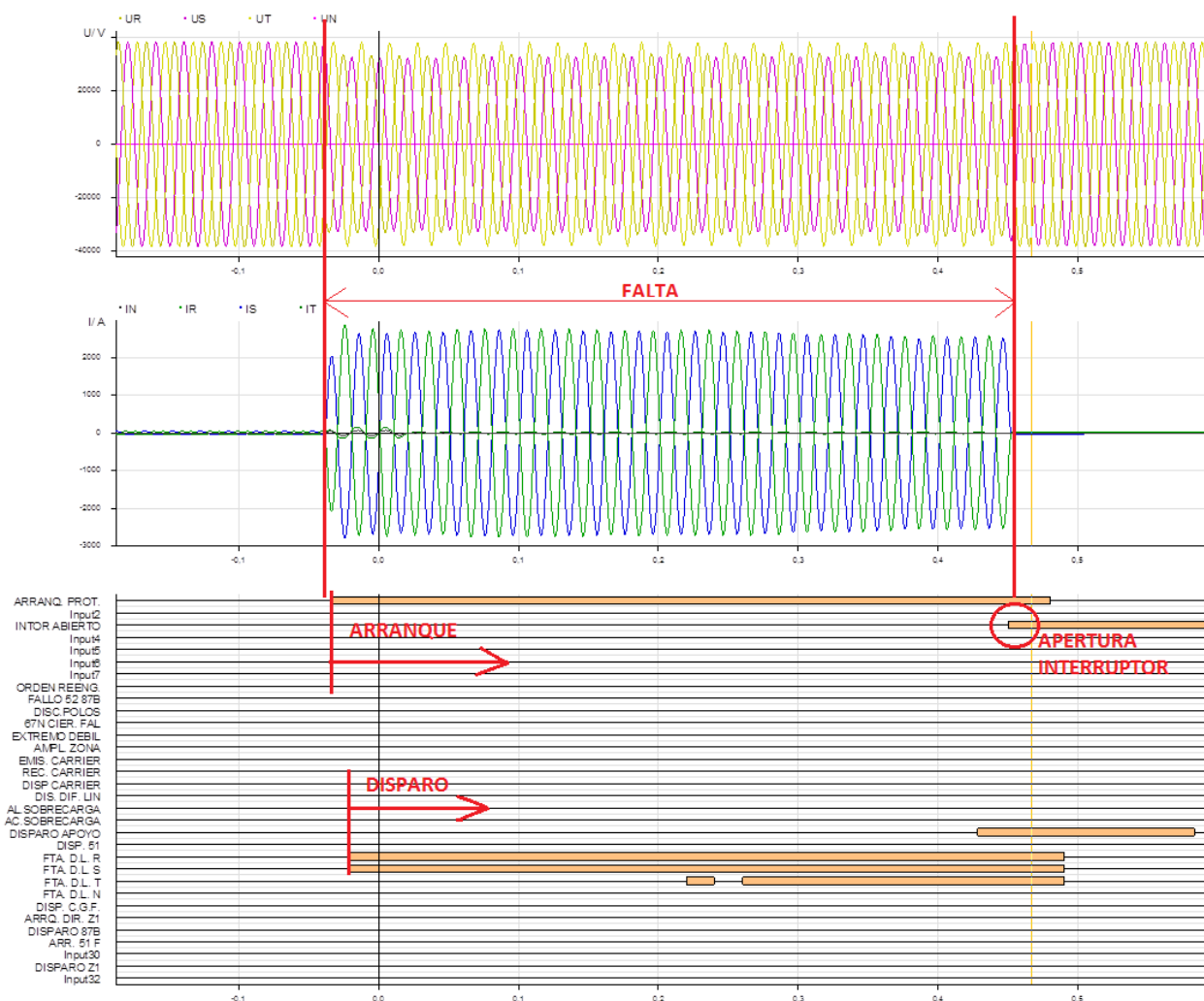


Figura 67. Señales analógicas y digitales de una falta bifásica representada en una oscilografía.

## D.1. Pre-falta:

En situación de pre-falta (situación estable), el suministro se encuentra ante un sistema trifásico equilibrado donde cada fase se encuentra desfasada  $120^\circ$  y los módulos de tensiones e intensidades son, aproximadamente, el nominal.

En la Figura 68 y Figura 69 se pueden observar lo explicado de manera gráfica: las tres fases tienen módulo idéntico y están desfasadas  $120^\circ$  entre sí.

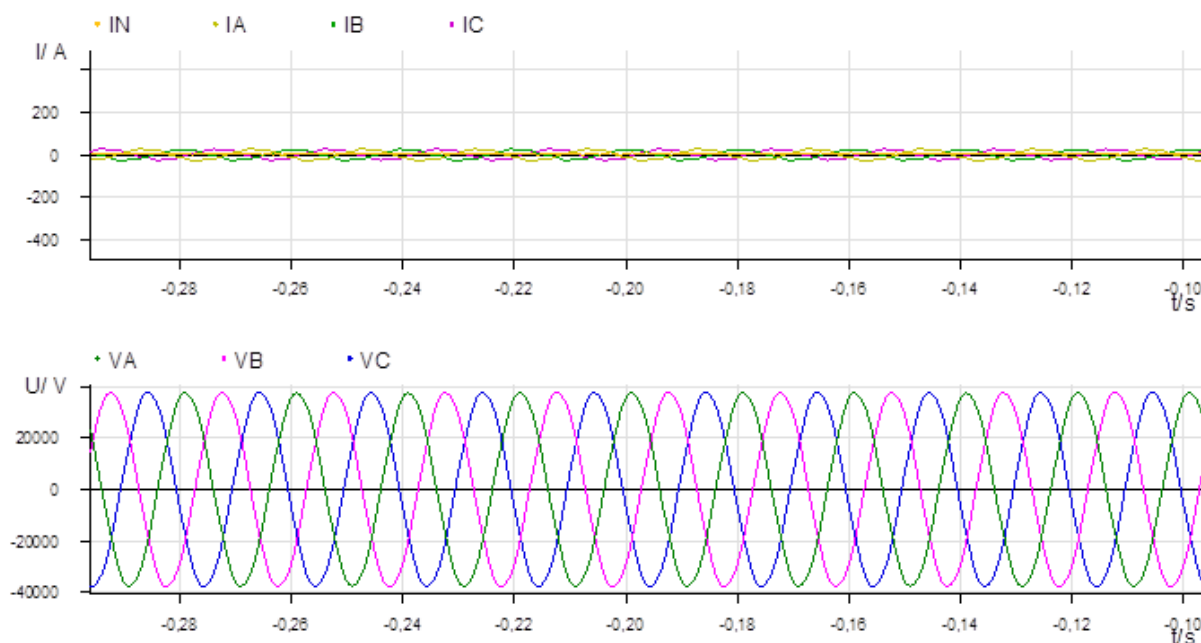


Figura 68. Forma de onda en situación estable (pre-falta).

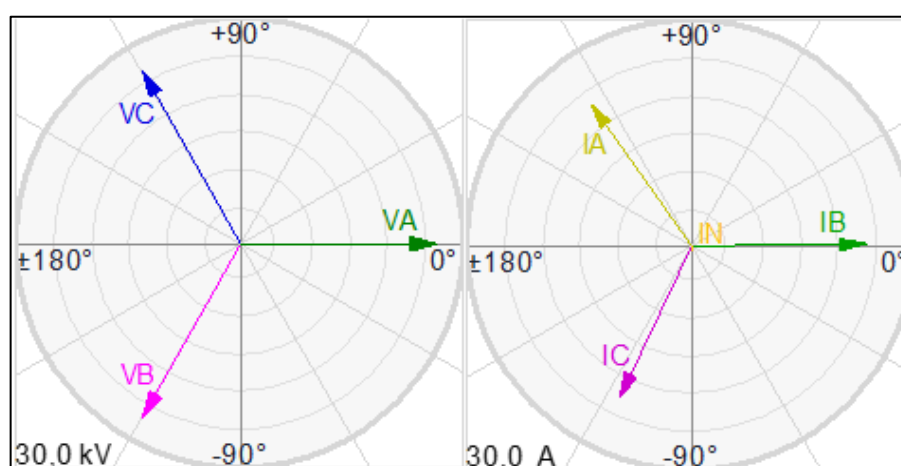


Figura 69. Diagrama de fasores en situación estable (pre-falta).

## D.2. Falta a tierra monofásica:

Se produce falta monofásica a tierra cuando una de las fases del circuito entra en contacto con tierra.

Al tratarse de un cortocircuito desequilibrado, se utilizan las redes de secuencia para calcular las tensiones e intensidades de la falta (tal y como se ha demostrado en el Anexo B).

Las condiciones del cortocircuito son:

- Intensidad de fase en falta es igual a la intensidad de fuga.
- Intensidades de fases sanas son nulas.
- Tensión de la fase en falta es igual al producto de la impedancia por la intensidad de falta.

En la Figura 70 se muestra una oscilografía de una falta monofásica en la fase B. En ella se puede observar las características explicadas anteriormente:

- Intensidades: la fase que está en falta (fase B) presenta una intensidad mucho mayor que la de las otras dos fases sanas y es aproximadamente igual a la intensidad de neutro.
- Tensiones: la tensión de la fase en falta (fase B) disminuye de valor con respecto a la tensión en situación estable o pre-falta. Este descenso de tensión es función de la resistividad de la falta: para faltas muy resistivas, el valor de la tensión no disminuirá apenas; no obstante; si la falta es poco resistiva, el valor de la tensión disminuirá considerablemente. Esta dependencia se explica mediante la ley de Ohm:

$$V_{falta} = I_{falta} \cdot Z_{falta}$$

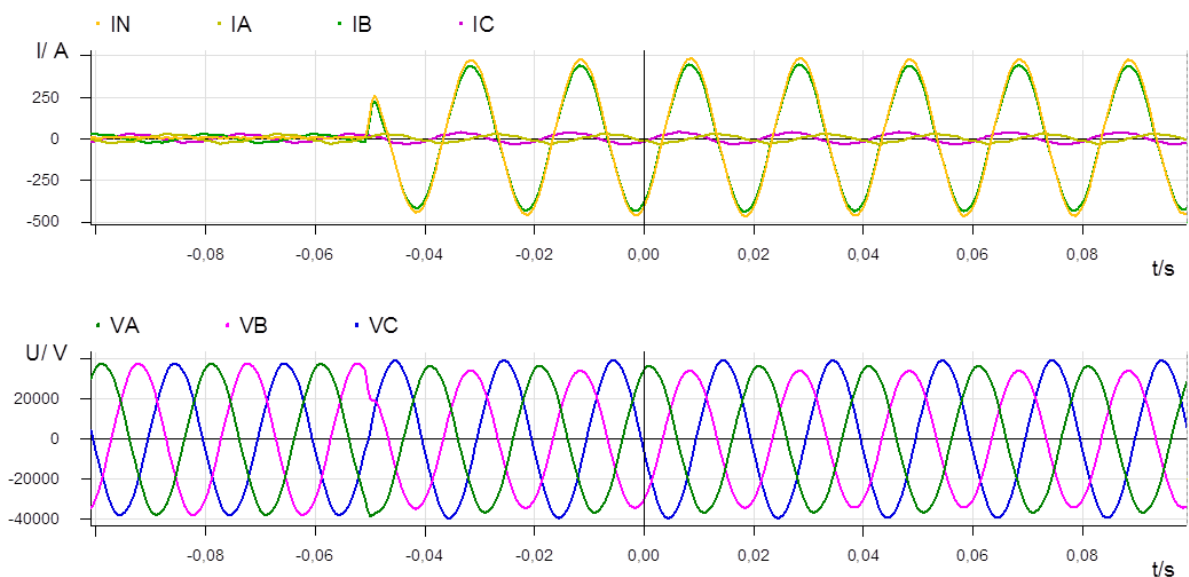


Figura 70. Forma de onda de una falta monofásica a tierra en una oscilografía.

Para observar de manera más clara las características explicadas, se muestran en la Figura 71 las tensiones e intensidades en valores eficaces de la falta.

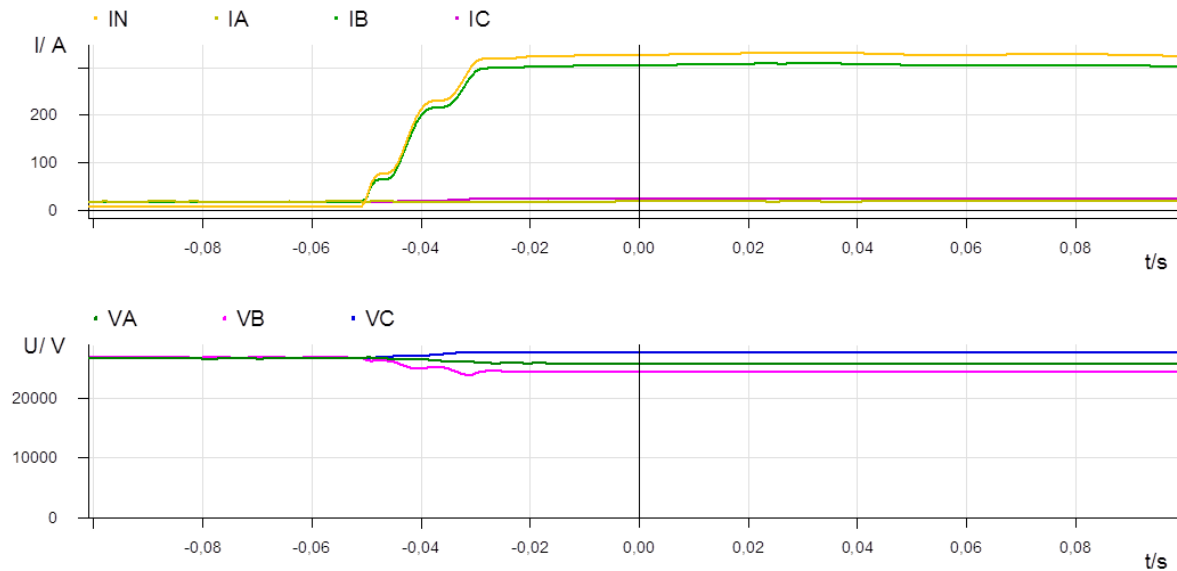


Figura 71. Valores eficaces de tensión e intensidad de una falta monofásica a tierra.

A continuación, en la Figura 72 se muestra el diagrama de fasores de cada una de las tensiones e intensidades en el momento de la falta. Se puede observar que el sistema deja de ser equilibrado, ya que las fases sanas ya no difieren en  $120^\circ$  con respecto a la tensión en falta.

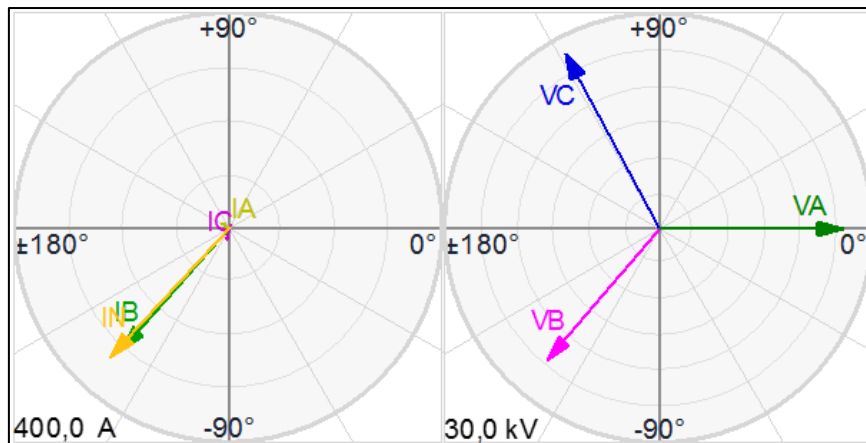


Figura 72. Diagrama de fasores de tensión e intensidad de una falta monofásica a tierra.

### D.3 Falta bifásica sin conexión a tierra:

Se produce una falta bifásica sin conexión a tierra cuando dos de las fases del circuito se conectan entre si y aisladas de tierra.

De nuevo, vuelve a tratarse de un cortocircuito desequilibrado, por lo que se utilizan las redes de secuencia para calcular las tensiones e intensidades de la falta (tal y como se ha demostrado en el Anexo B).

Las condiciones del cortocircuito son:

- La intensidad de la fase sana es nula.
- La suma de las intensidades de las fases en falta es igual a cero (las intensidades son opuestas).
- La diferencia de las tensiones en falta es igual al producto de la impedancia por la intensidad de la fase en falta.

Centrándose en la Figura 73 y Figura 74, se observan las siguientes características:

- **Tensiones:** las tensiones de las dos fases en falta disminuyen siguiendo el mismo principio que en la falta monofásica: cuanto más resistivo sea el cortocircuito entre las dos fases mayor será la tensión (menos disminuirá) y cuanto menos resistivo menor será (más disminuye).
- **Intensidades:** las intensidades de las fases en falta aumentan considerablemente de valor con respecto a la situación en pre-falta y desfasadas  $180^\circ$  una respecto a la otra, tal y como se ha demostrado con las componentes simétricas en el Anexo B. Además, al no tener la falta conexión a tierra, la intensidad homopolar es nula.

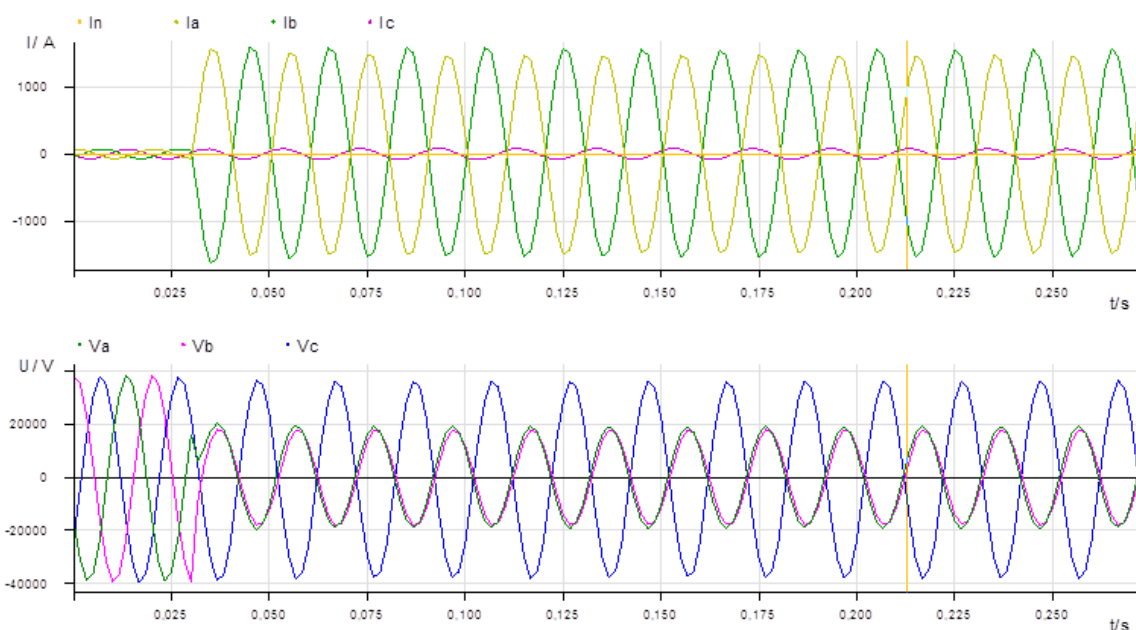


Figura 73. Forma de onda de tensiones e intensidades de una falta bifásica.

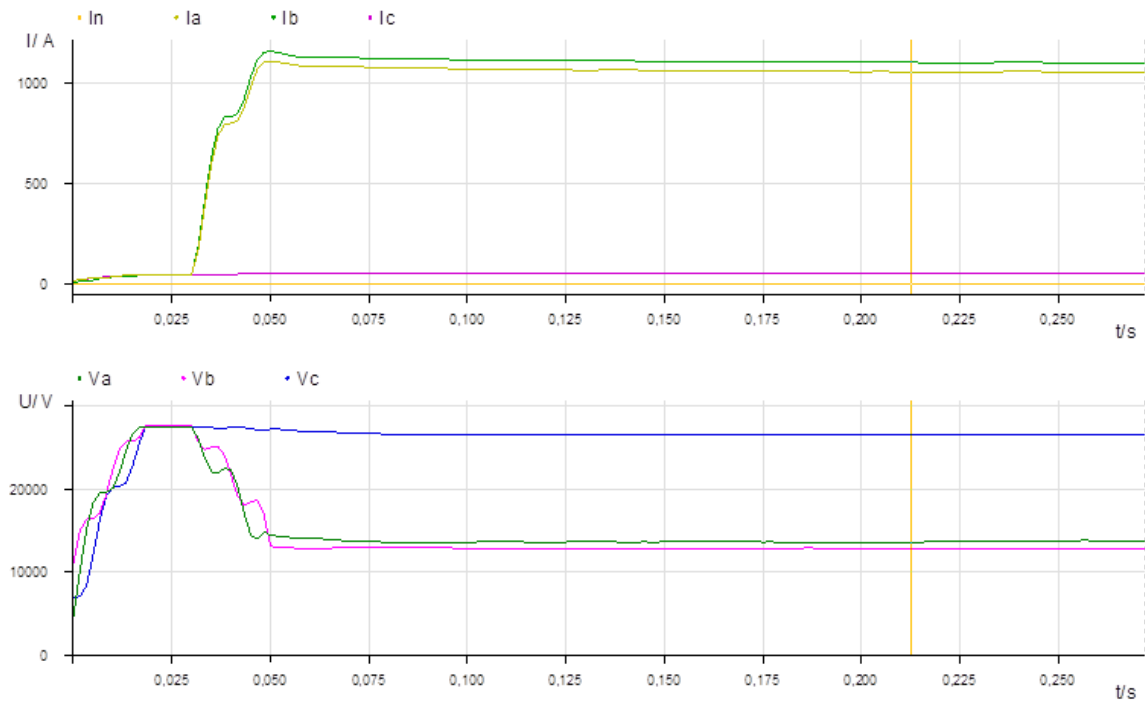


Figura 74. Valores eficaces tensiones e intensidades de una falta bifásica.

En la Figura 75 se muestra el diagrama de fasores de la falta bifásica. Se observa claramente la caída de tensión e incremento de la intensidad

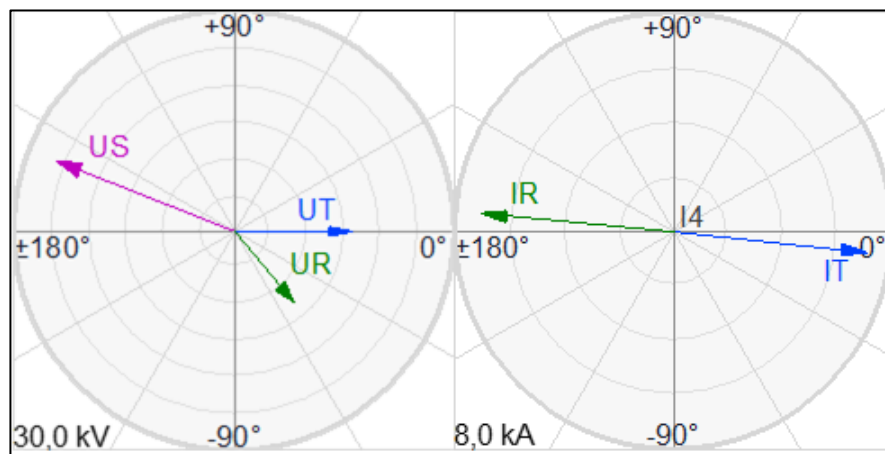


Figura 75. Diagrama de fasores de una falta bifásica.

#### D.4. Falta bifásica a tierra:

Una falta bifásica se produce cuando entran en contacto con tierra de manera conjunta dos fases del circuito.

Al tratarse de un cortocircuito desequilibrado, se utilizan las redes de secuencia para calcular las tensiones e intensidades de la falta (tal y como se ha demostrado en el Anexo B).

Las condiciones del cortocircuito son:

- La intensidad de la fase sana es nula.
- La suma de las intensidades de las fases sanas es igual a la intensidad de fuga.
- Las tensiones de las fases en falta son igual al producto de la impedancia por la intensidad de la fase en falta.

Centrándose en la Figura 76 y la Figura 77, se observan las siguientes características:

- **Tensiones:** al igual que en los casos anteriores, las tensiones de las fases en falta (fases A y C) disminuyen en función a la resistividad de la falta: para faltas muy resistivas, la caída de tensión es menor y para faltas poco resistivas, la caída de tensión es mayor.
- **Intensidades:** la intensidad en ambas fases aumenta considerablemente de valor y son aproximadamente opuestas entre sí. La razón por la que no son totalmente opuestas es por la existencia de la intensidad de neutro por la puesta a tierra (es parte de la intensidad de falta que se fuga por la puesta a tierra de la falta).

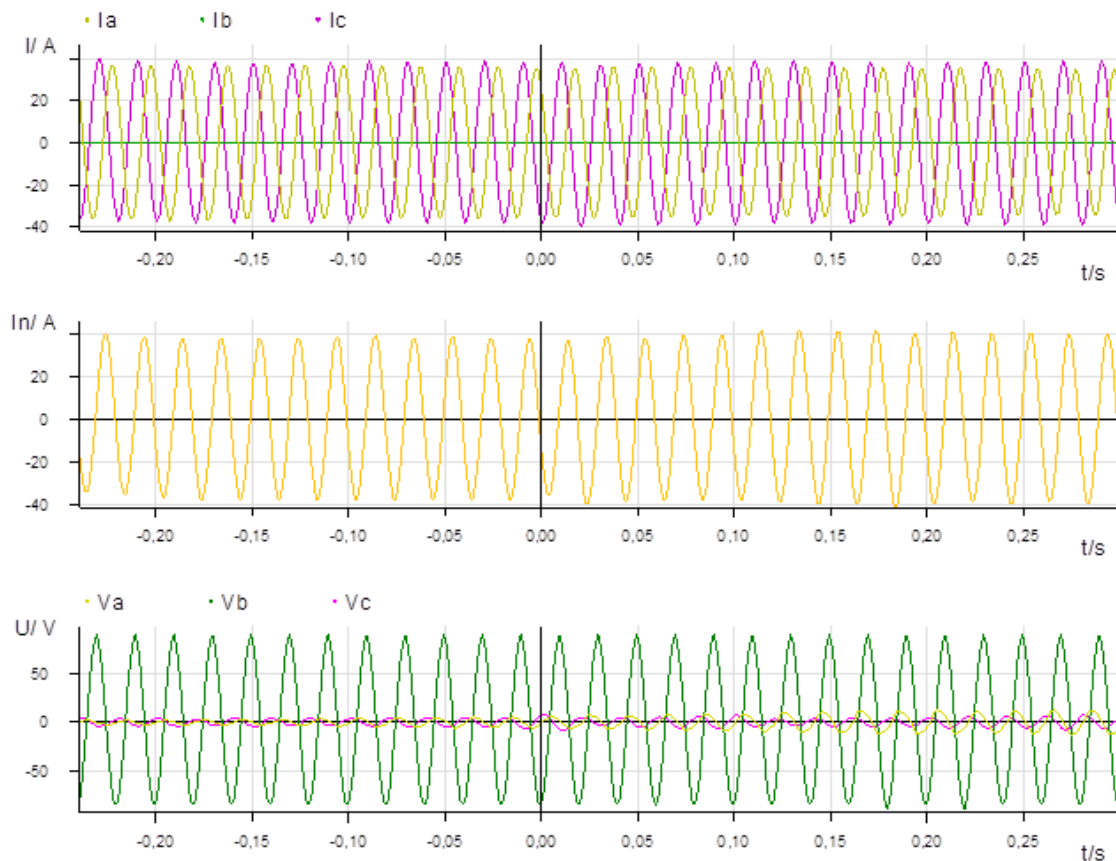


Figura 76. Forma de onda de tensión e intensidad de una falta bifásica a tierra.

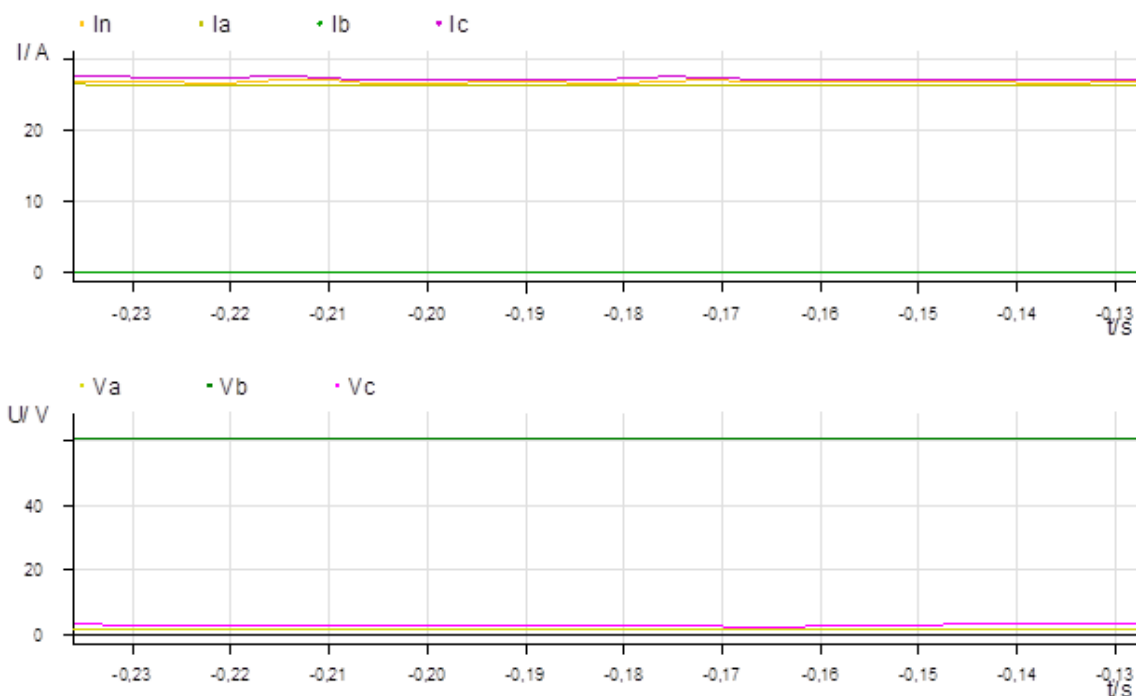


Figura 77. Valores eficaces de la tensión e intensidad de una falta bifásica a tierra.

En la Figura 78, se observan los diagramas de fasores de la tensión e intensidad para la falta descrita.

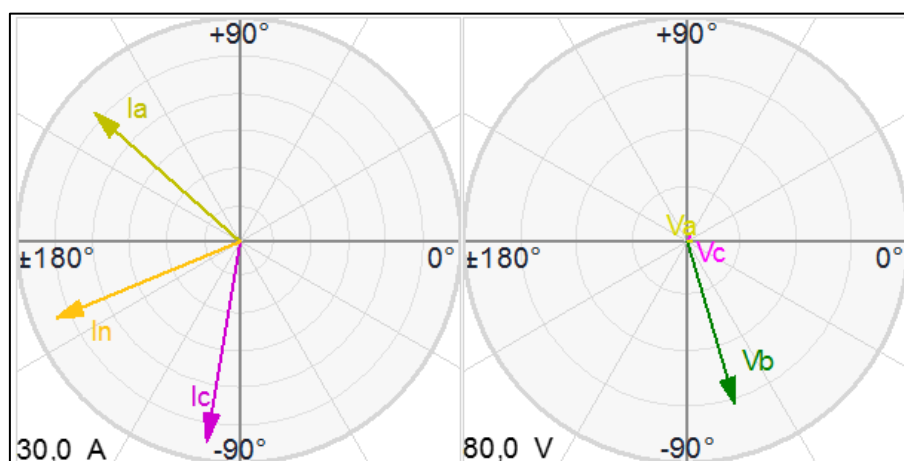


Figura 78. Diagrama de fasores de tensión e intensidad de una falta bifásica a tierra



## D.5. Falta trifásica:

Se produce cuando entran en contacto las tres fases activas entre sí.

Al tratarse de un cortocircuito equilibrado, se utiliza únicamente la red de secuencia directa para calcular las tensiones e intensidades de la falta (tal y como se ha demostrado en el Anexo B).

Las condiciones del cortocircuito son:

- La suma de las intensidades de las fases en falta es igual a la de fuga y son nulas.
- Las tensiones de las fases en falta son igual al producto de la impedancia por la intensidad de la fase en falta.

En la Figura 79 y Figura 80 se observan las formas de onda y valores eficaces de una falta trifásica equilibrada. Las características de la misma son las siguientes:

- Intensidades: en las tres fases aumentan considerablemente el valor de la intensidad y se encuentran desfasadas  $120^\circ$  (sistema equilibrado).
- Tensión: las tensiones de las tres fases disminuyen en función a la resistividad de la falta, tal y como se ha explicado anteriormente y se encuentran desfasadas  $120^\circ$  (sistema equilibrado).

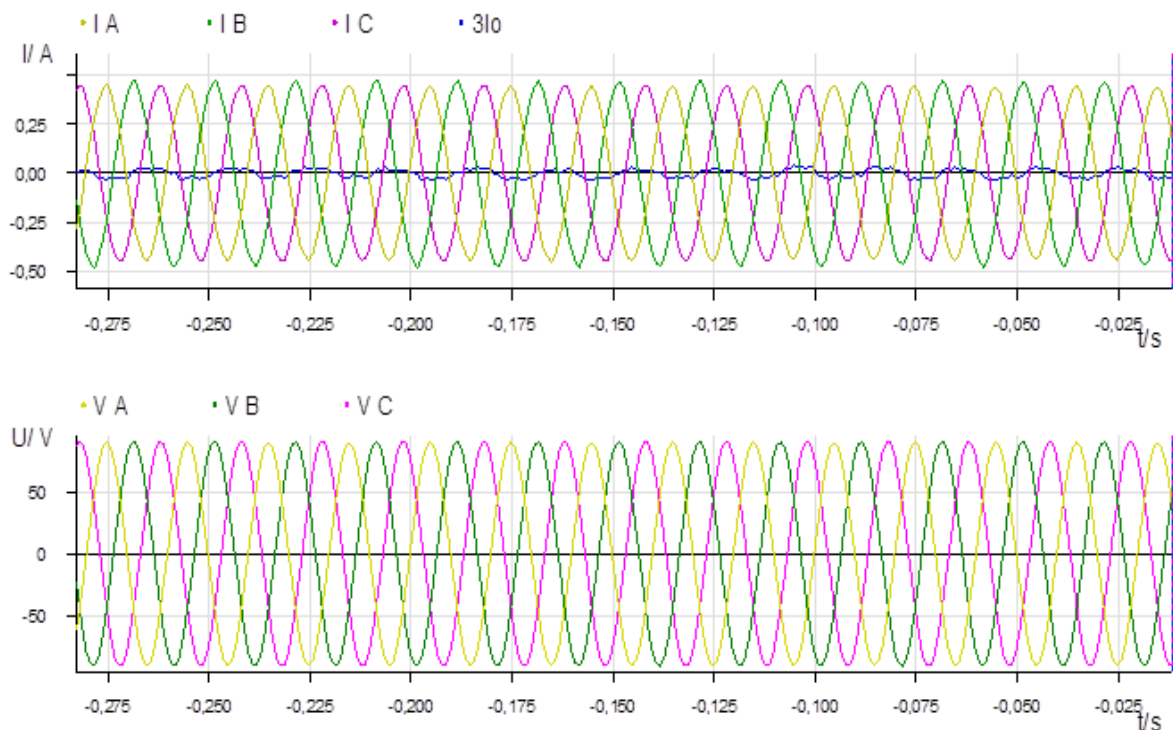


Figura 79. Formas de onda de las tensiones e intensidades de una falta trifásica equilibrada.

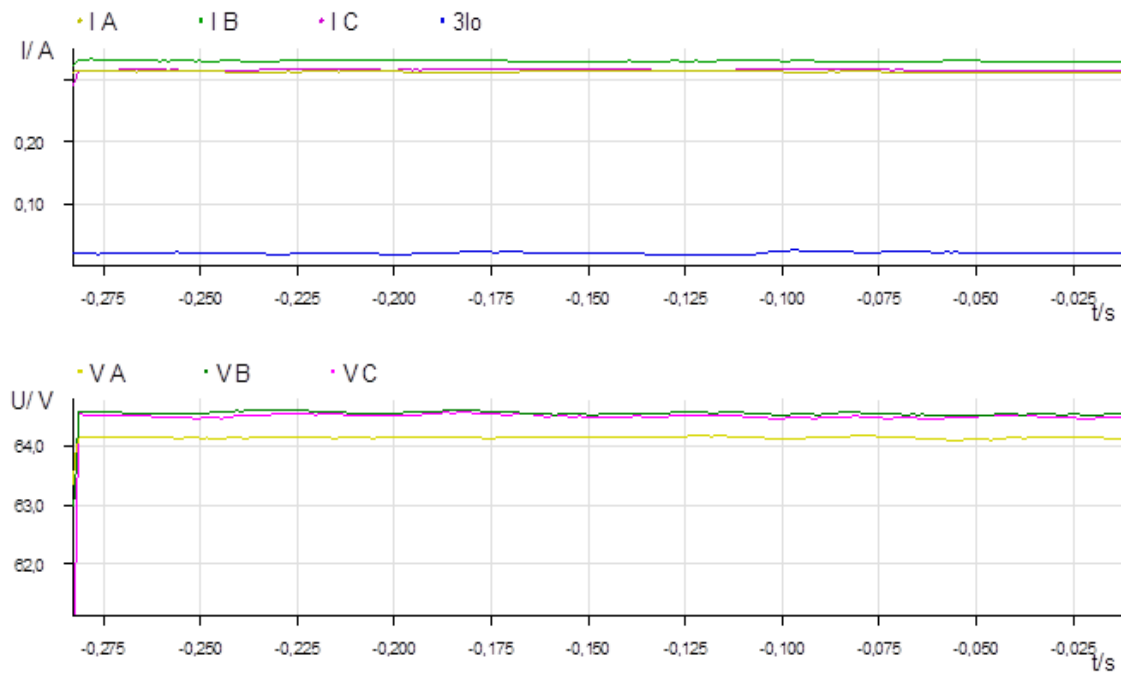


Figura 80. Valores eficaces de las tensiones e intensidades de una falta trifásica equilibrada.

A continuación, se muestra en la Figura 81 el diagrama de fasores, con las características explicadas:

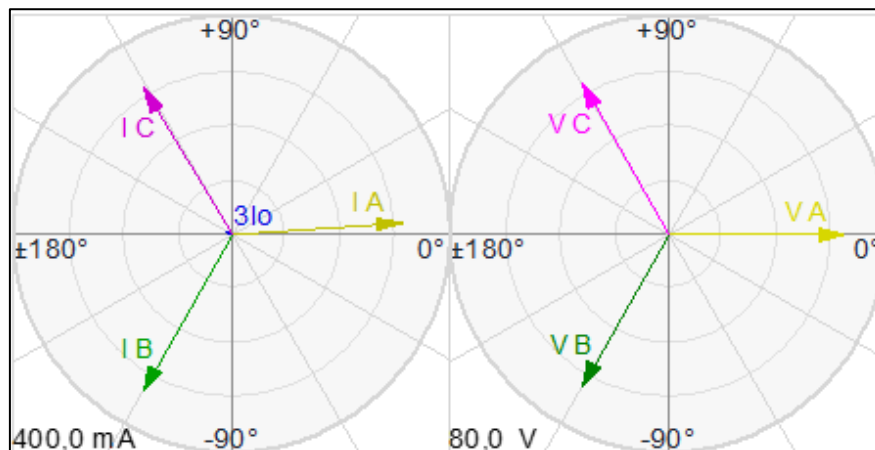


Figura 81. Diagrama de fasores de una falta trifásica equilibrada.

## D.6. Faltas evolutivas:

### D.6.1. Falta monofásica a tierra que evoluciona a bifásica a tierra:

Partiendo de una falta en una de las fases a tierra (monofásica), se pone en contacto una de las otras dos fases sanas con la que se encuentra en falta, pasando a ser bifásica a tierra.

En la Figura 82 y la Figura 83 se pueden observar las representaciones gráficas en forma de onda y valores eficaces, respectivamente, de esta falta evolutiva. En ellas, se observan las siguientes características:

- **Intensidad:** cuando se produce la falta monofásica a tierra, la intensidad de la fase en falta aumenta considerablemente. Cuando la falta evoluciona a bifásica a tierra, las dos fases en falta se encuentran, en gran medida, en contradirección (no son exactamente opuestas debido a la puesta a tierra).
- **Tensión:** cuando la falta es monofásica, la tensión de la fase en falta disminuye de valor en función a la resistividad de la falta (cuanto más resistiva, menos disminuye de valor). Al evolucionar a bifásica a tierra, la tensión de la nueva fase en falta cae del mismo modo que la fase anterior.

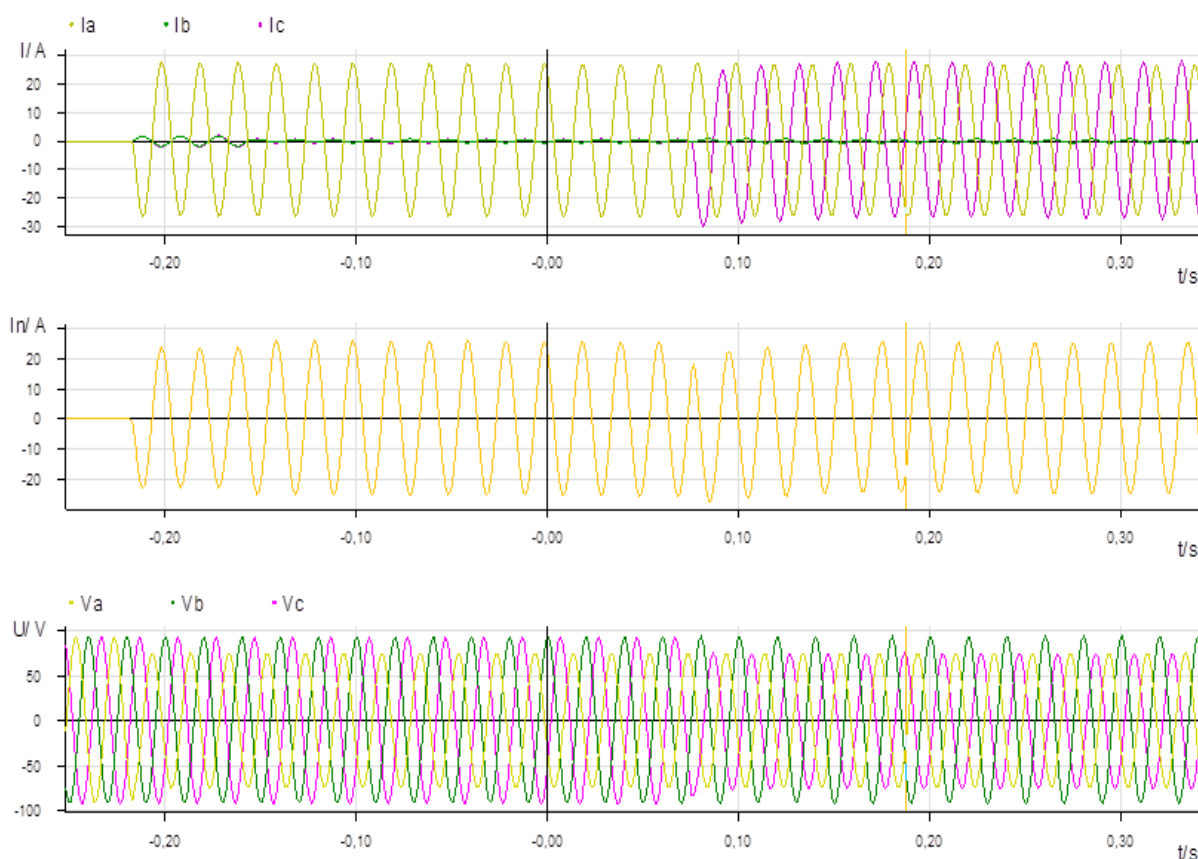


Figura 82. Forma de onda de las tensiones e intensidades de una falta monofásica a tierra que evoluciona a bifásica a tierra.

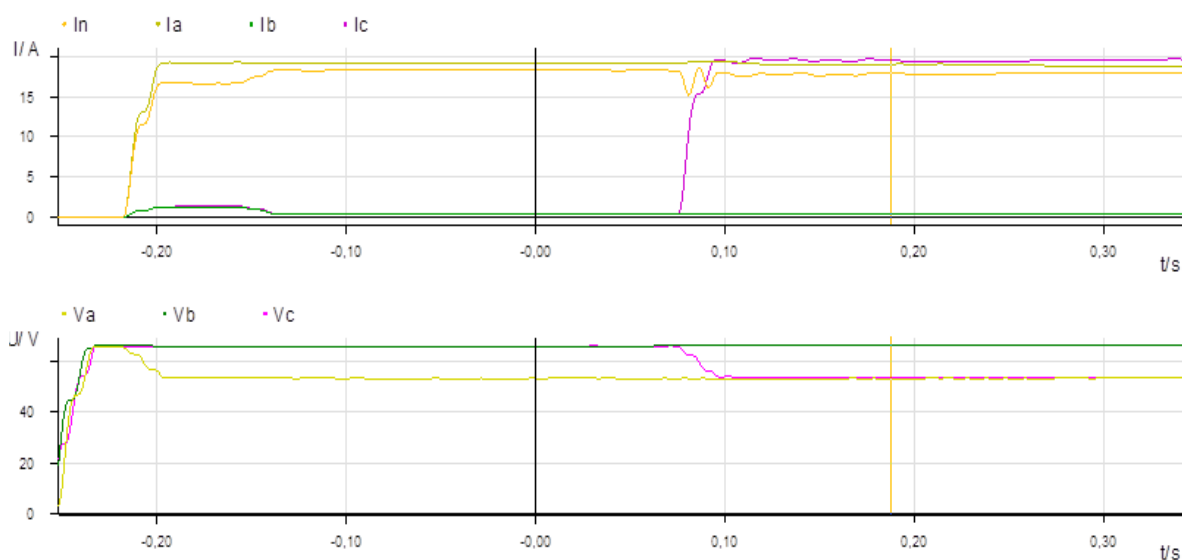


Figura 83. Valores eficaces de las tensiones e intensidades de una falta monofásica a tierra que evoluciona a bifásica a tierra.

En la Figura 84, se observan las características explicadas representadas en el diagrama de fasores (en los diagramas de la izquierda se representa la falta monofásica y en los de la derecha la falta bifásica):

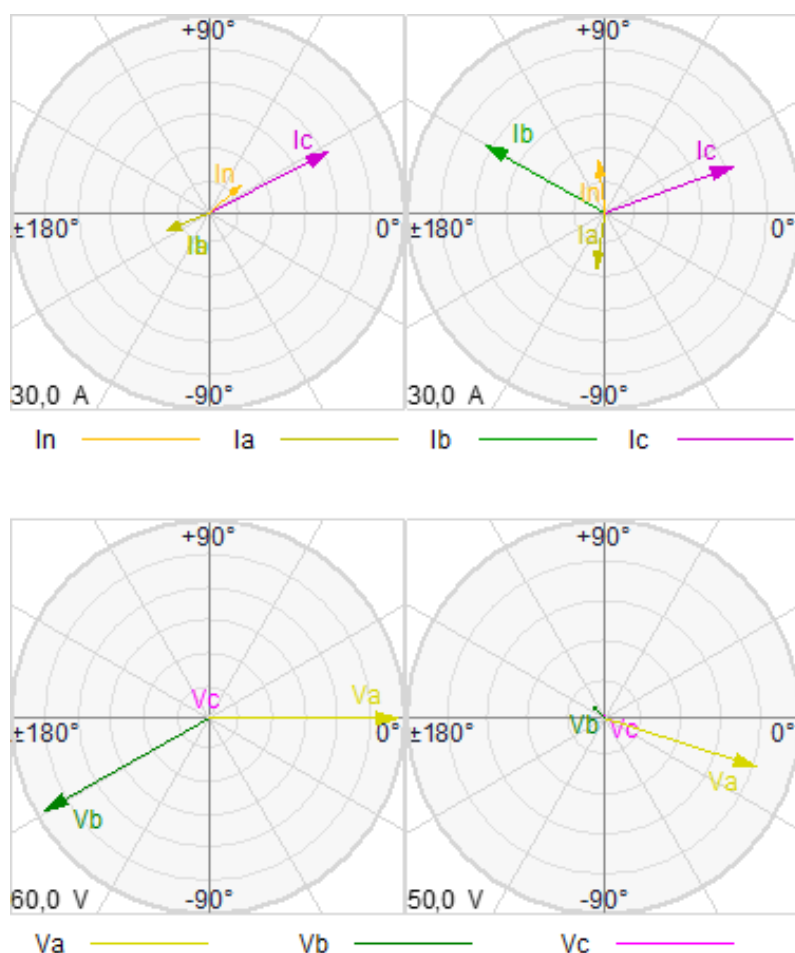


Figura 84. Diagrama de fasores de una falta monofásica a tierra (diagramas de la izquierda) que evoluciona a falta bifásica a tierra (diagramas de la derecha).

### D.6.1. Falta bifásica que evoluciona a trifásica:

Se produce falta siendo inicialmente bifásica, es decir, se ponen en contacto dos fases del circuito. Posteriormente, la fase sana entra en contacto con las dos fases en falta, evolucionando a una falta trifásica.

En la Figura 85 se observa el registro de una falta bifásica que evoluciona a trifásica. Las principales características de esta falta evolutiva son:

- **Intensidades:** cuando se produce la falta bifásica, las intensidades de las dos fases en falta son opuestas (mismo módulo y desfasadas  $180^\circ$ ). Al no estar en contacto a tierra, la intensidad de neutro es nula. Cuando evoluciona a trifásica, las tres fases entran en un cortocircuito equilibrado, aproximadamente iguales en módulo y desfasadas  $120^\circ$  entre sí.
- **Tensiones:** cuando se produce la falta bifásica, las dos tensiones de las fases en falta disminuyen en función a la resistividad de la falta (cuando la falta es muy resistiva, la disminución es muy pequeña y cuando es poco resistiva, la disminución de la tensión es mayor). Cuando se evoluciona a falta trifásica, la tensión de la fase sana cae del mismo modo que lo hacen las otras dos tensiones cuando la falta es bifásica.

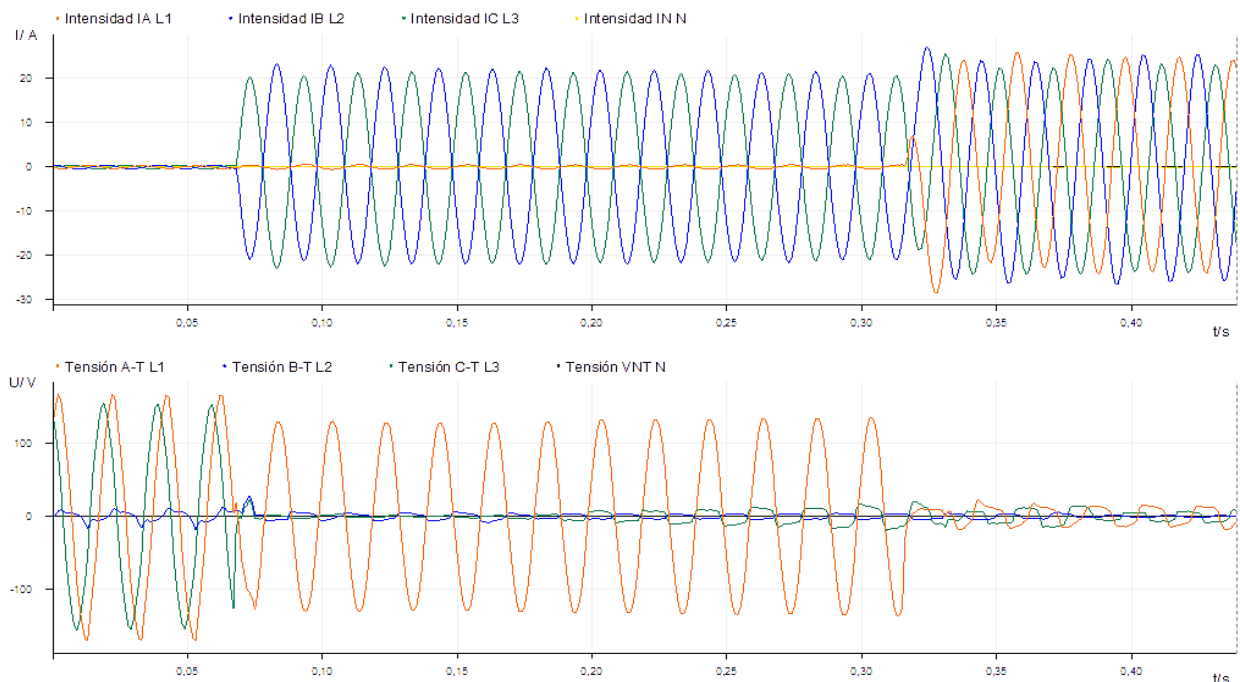


Figura 85. Formas de onda de las tensiones e intensidades de una falta bifásica que evoluciona a trifásica.

En la Figura 86 se observan los valores eficaces de los módulos de las tensiones e intensidades, tal y como se ha explicado.

En la Figura 87 se muestra los diagramas de fasores para la falta bifásica (diagramas de la izquierda) y para la falta trifásica (diagrama de la derecha).

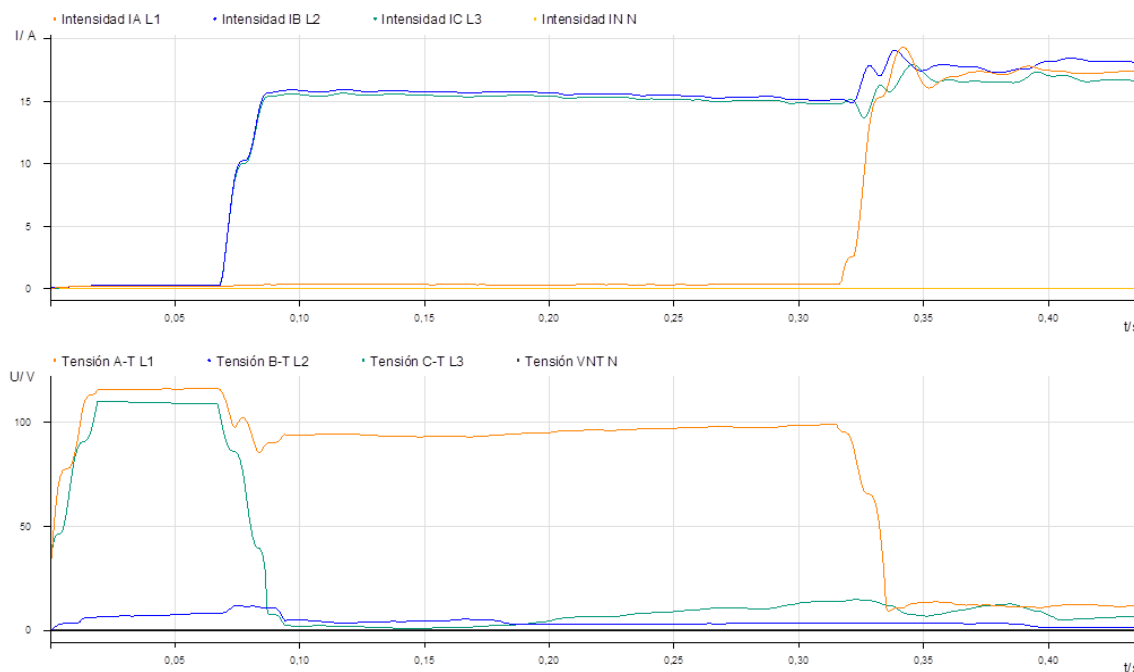


Figura 86. Valores eficaces de las tensiones e intensidades de una falta bifásica que evoluciona a trifásica.

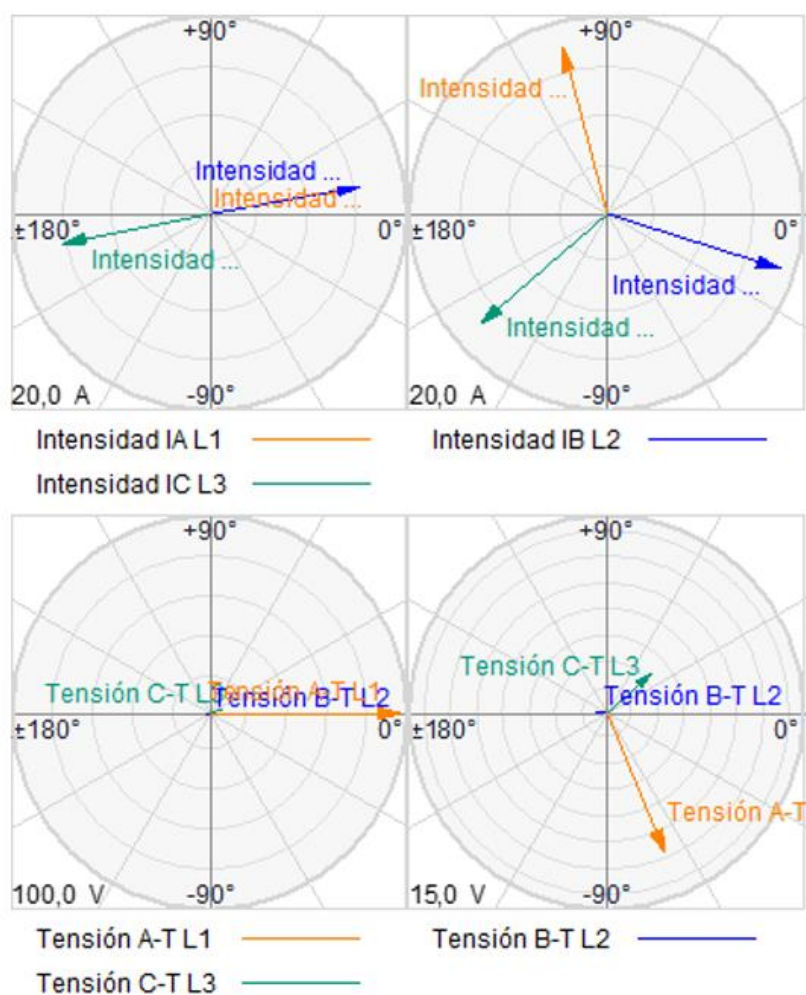


Figura 87. Diagrama de fasores de una falta bifásica que evoluciona a trifásica.

## D.7. Casos particulares:

### D.7.1. Ferroresonancia:

La ferroresonancia es un caso particular de resonancia en serie ocurrido en los transformadores de potencia. Cuando las componentes inductivas y capacitivas se acercan en módulo y se anulan por ser de signo opuesto (resonancia), las capacitancias en serie pueden provocar una excitación de inductancias ferromagnéticas saturables provocando corrientes elevadas o sobretensiones. Estas sobreintensidades y sobretensiones suelen desaparecer en un periodo pequeño de tiempo lo suficientemente pequeño como para no producir falta. No obstante, hay ocasiones en las que el fenómeno hace perdurar las sobretensiones y sobreintensidades, dañando o produciendo faltas en el circuito de la red. En la Figura 88 se puede observar la forma de onda, así como los valores eficaces de la tensión e intensidad que produce el fenómeno.

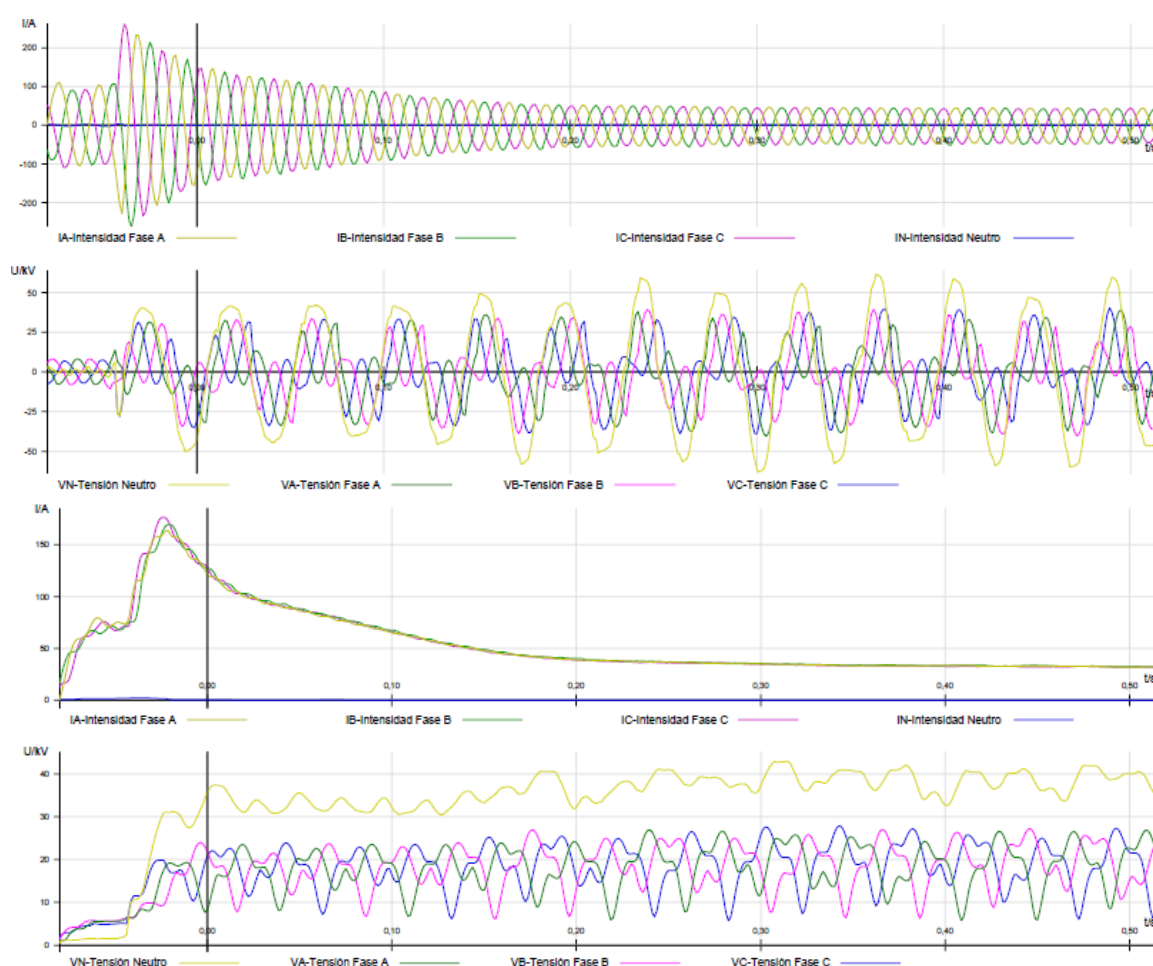


Figura 88. Representación de las formas de onda y valores eficaces de las tensiones e intensidades del fenómeno de la ferroresonancia.

### D.7.2. Corriente de magnetización:

También conocida como corriente de Inrush, es un fenómeno que se produce en el instante de energizar un transformador (conexión del transformador a la red). Debido a la magnetización del núcleo de hierro, cuando un transformador lleva mucho tiempo desconectado de la red, a la hora de conectarlo producen sobreintensidades que van reduciendo su valor de manera exponencial, desapareciendo en pocos ciclos. El fenómeno produce unos picos transitorios de valor elevado (de 10 a 30 veces la corriente nominal del transformador). En la Figura 89 se observa las formas de onda y valores eficaces del fenómeno: una de las dos fases se encuentra en sentido opuesto y con un módulo menor que las otras dos. También se observa la amortiguación de manera exponencial del valor de los picos explicada. Este fenómeno puede producir la actuación del sistema de protecciones (disparo de relés) e incluso reducción de la vida útil del propio transformador.

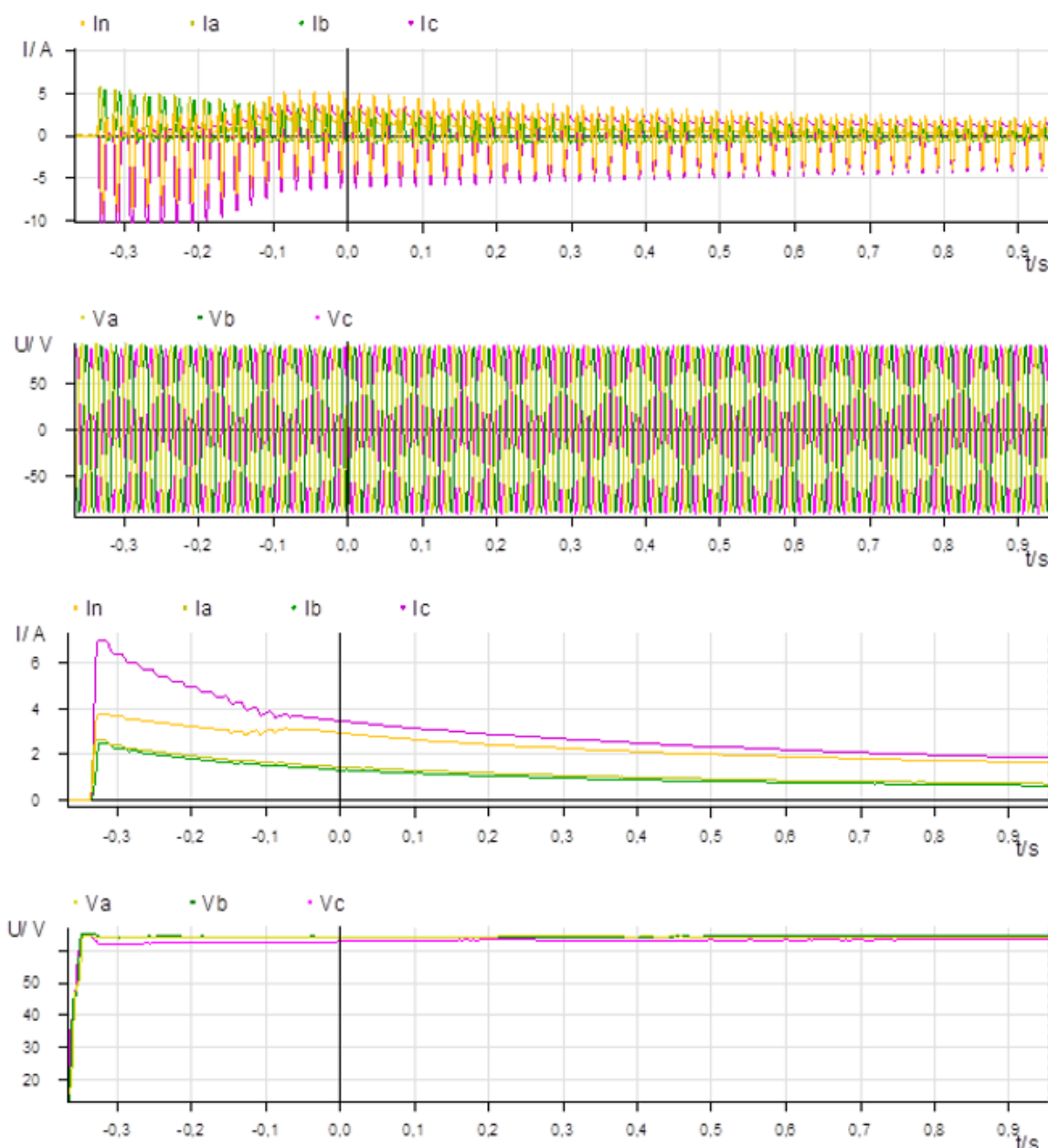


Figura 89. Formas de onda y valores eficaces de las tensiones e intensidades de una energización de un transformador.



### D.7.3. Contribución de corriente homopolar de un transformador conectado a tierra:

En una falta ajena un transformador, por ejemplo, un cortocircuito en una línea, la puesta a tierra del transformador crea un circuito cerrado para el flujo de las corrientes de secuencia homopolar tal y como se observa en la Figura 90.

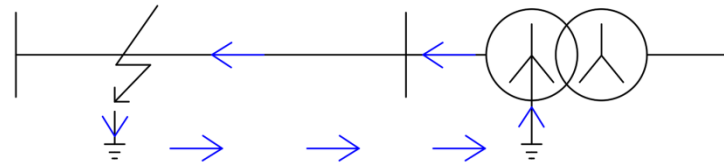


Figura 90. Esquema de la aportación de corriente homopolar de un transformador a una falta a tierra.

Tal y como se observa en la Figura 91, la corriente homopolar aportada está en fase con las otras tres fases del sistema trifásico. Además, el módulo de la corriente homopolar será igual a la suma de las intensidades de las tres fases del sistema.

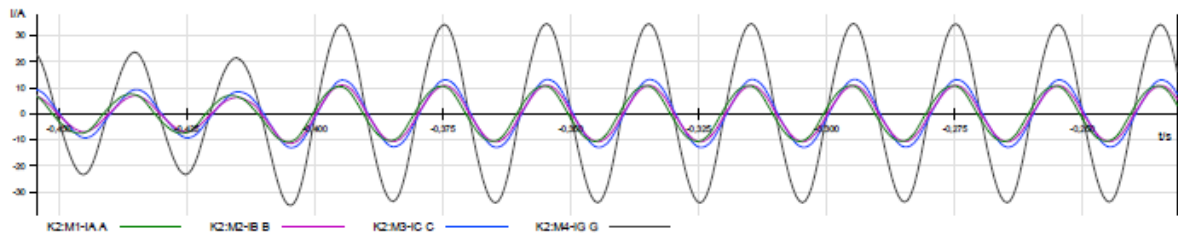


Figura 91. Forma de onda de la aportación de corriente homopolar de un transformador a una falta a tierra.



## ANEXO E

### Librería tipificada de incidencias:

En este Anexo se procede a tipificar los casos de incidencias más comunes producidos en la Red, tanto incidencias con actuación correcta del Sistema de protecciones como con actuación incorrecta. Para ambos apartados, en los esquemas simplificados que se muestran, se representarán los disparos de las posiciones que han sido correctos en azul y los disparos erróneos o las ausencias de disparos en naranja. En color rojo se representarán las direcciones de las intensidades de cortocircuito y la ubicación de la falta.

#### E.1. Incidencias con actuación del sistema de protecciones correcta:

##### E.1.1. Falta en circuito AT:

Cuando se produce falta en un circuito (según Figura 92, circuito SET 1 - SET 2), deberán abrir los interruptores de los dos extremos de la línea por disparo de sus respectivos relés, excepto si alguno de los extremos acaba en “antena” o “ramificación” (no tiene conectada ninguna otra línea a las barras de la Subestación).

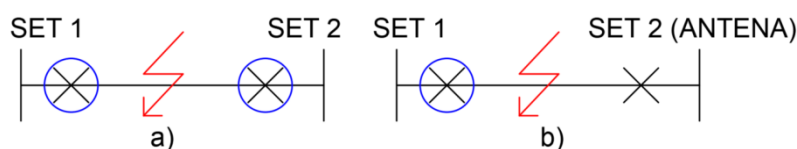


Figura 92. Actuaciones de los extremos de un circuito mallado (izquierda) y un circuito en antena (derecha) para una falta.

##### E.1.2. Falta en transformador:

Cuando se produce una falta en cualquiera de las partes de un transformador, deberán abrir los interruptores de ambos lados (lado de alta tensión y lado de baja tensión), tal y como se observa en la Figura 93:

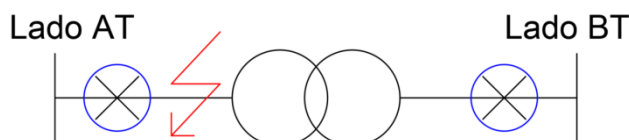


Figura 93. Actuación de las posiciones de un transformador ante una falta interna.

##### E.1.3. Falta en barras de Alta Tensión:

El Sistema de protecciones de la subestación, en caso de que se produzca una falta en barras de Alta Tensión, debe despejar de la subestación cualquier componente que aporte corriente al circuito: transformadores AT1 - AT2 (por ejemplo, un transformador de relación 132 - 45 kV, ya que la dirección del aporte de corriente va siempre desde los mayores niveles de tensión hacia los menores) y líneas, tal y como se observa en la Figura 94.

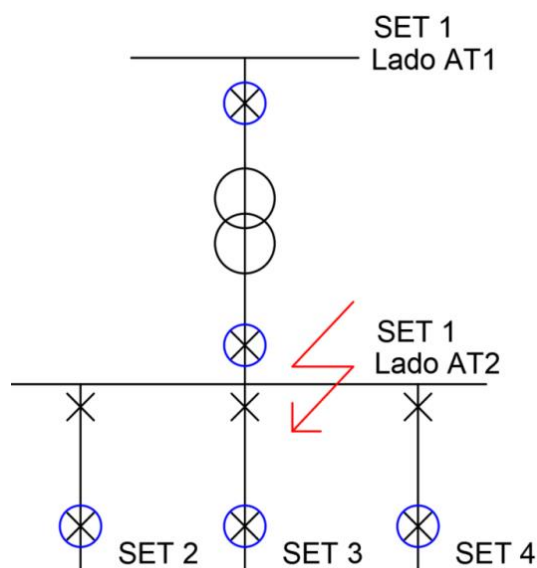


Figura 94. Esquema simplificado de la actuación ante una falta en barras A.T.

#### E.1.4. Falta en barras de Media Tensión:

En el caso de que se produzca falta en barras de Media Tensión, únicamente deberán abrir los interruptores del transformador o transformadores (ya que es la única fuente de suministro de energía que tienen) tal y como se refleja en la Figura 95.

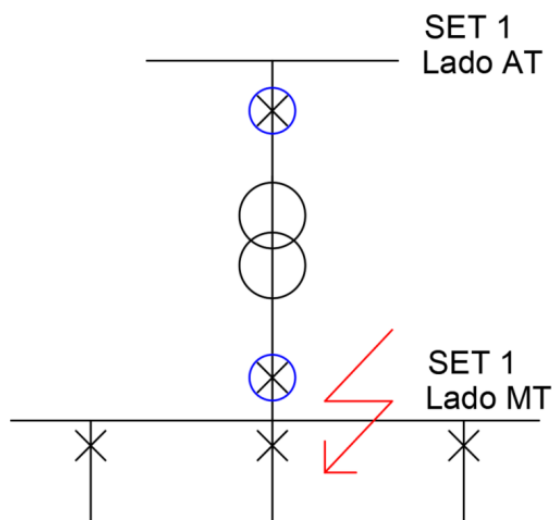


Figura 95. Esquema simplificado de la actuación ante una falta en barras M.T.

#### E.1.5. Falta en línea de Media Tensión:

Prácticamente todas las puestas a tierra de la Red de Media Tensión en Aragón son de neutro aislado (los tipos de conexiones a tierra están explicados en Anexo A). Es por ello, que las faltas a tierra en la red de M.T. se detectan mediante la corriente homopolar. En el caso de que, con falta en una de las líneas de Media Tensión de la S.E.T., haya la suficiente aportación de corriente homopolar disparará únicamente la línea que está en falta, tal y como se muestra a continuación:

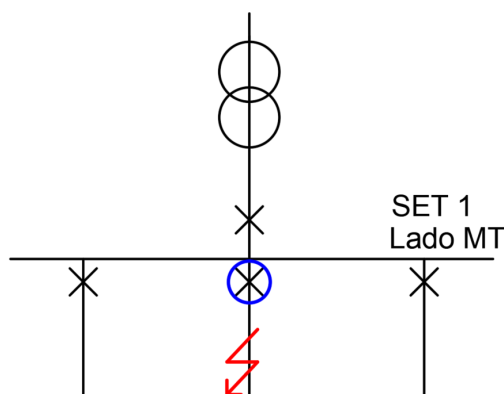


Figura 96. Actuación ante falta en línea de Media Tensión.

No obstante, si no se aporta por parte de las líneas sanas la corriente homopolar necesaria para que dispare, no habrá despeje de la línea en falta. Esta situación particular suele ocurrir cuando sólo hay dos líneas de Media Tensión en barras (debido a que solamente aporta corriente la línea sana). Para eliminar la falta, el relé de protección de barras actuará en forma de “barrido” mediante la función 59N (explicada en realizando la siguiente secuencia de actuaciones (ver Figura 97):

- $t = 0,5$  segundos: si el relé de barras detecta tensión homopolar (debido a falta en una de las líneas de Media Tensión), activará la alarma “Falta a tierra en barras”.
- $t = 2$  segundos: si la línea en falta no ha actuado (el relé sigue detectando tensión homopolar), a los 2 segundos de la detección de la falta el relé de barras abrirá el interruptor de la línea más larga (al ser la línea con mayor longitud, es la que más probabilidad tiene de tener la falta).
- $t = 3$  segundos: en el caso de que el relé de barras siga detectando tensión homopolar tras la apertura de la primera línea (no era el elemento en falta), un segundo después abrirá el interruptor de la segunda línea.
- $t = 5$  segundos: si la tensión homopolar persiste, quiere decir que la falta no estaba en ninguna de las líneas, sino que se encuentra en las propias barras de Media Tensión. Así que, tras 5 segundos desde la detección inicial de la falta, se abrirá el interruptor del transformador con el fin de cortar totalmente el suministro de energía eléctrica.

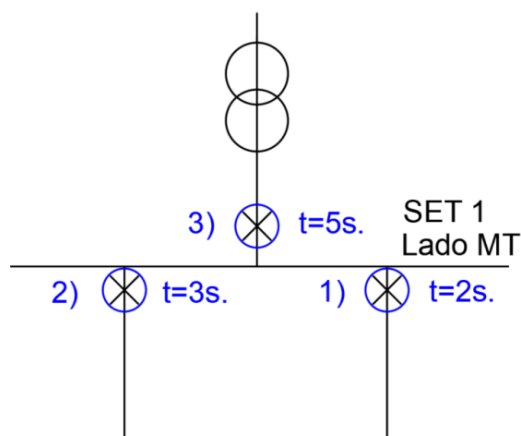


Figura 97. Actuación ante falta a tierra en M.T. con escasa aportación de intensidad capacitiva en las líneas.

## E.2. Incidencias con actuación de sistema de protección incorrecta:

### E.2.1. Ausencia de actuación de la protección ante falta:

Uno de los casos más comunes de incidencias “no limpias” (comportamiento anómalo del Sistema de Protecciones) es la ausencia de actuación. En el caso de que la posición que debería despejar la falta no actúe, actuarán en su defecto las protecciones adyacentes que se encuentran “aguas arriba” de la misma. A continuación, se describirá cómo actúa el Sistema de Protecciones ante una ausencia de actuación de los distintos elementos de la red.

#### a) Falta en circuito A.T. con ausencia de actuación en uno de sus extremos:

Actuará en su defecto el extremo opuesto del circuito o de los circuitos adyacente(s) y los transformadores los cuales tengan mayor nivel de tensión en el lado “aguas arriba”, tal y como se observa en la Figura 98.

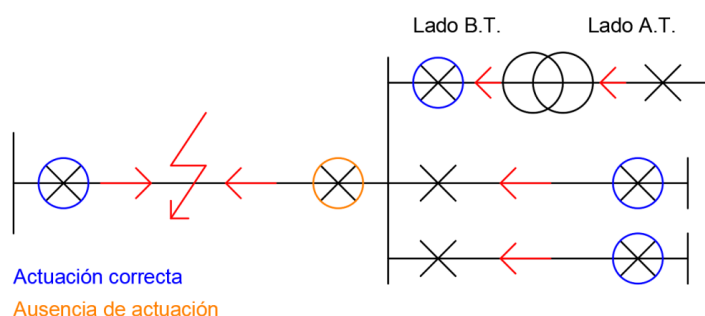


Figura 98. Actuación del sistema de protección ante falta en circuito con ausencia de actuación en un extremo.

#### b) Falta en línea M.T. con ausencia de actuación en la protección de la misma:

Ante la ausencia de actuación del relé de la posición, será el interruptor del lado de Baja Tensión del transformador que le suministre “aguas arriba” (desde la red de Alta Tensión) el que dispare para despejar la falta (ver Figura 99). El disparo se producirá a los 5 segundos y será por función 59N del relé de barras por la detección de tensión homopolar.

En el caso de que la falta esté en contacto con tierra y sólo haya dos líneas de M.T. conectadas a barras (aportación de corriente homopolar en caso de falta escasa), realizará la función 59N con el “barrido” secuencial explicado en el apartado E.1.5 de este Anexo.

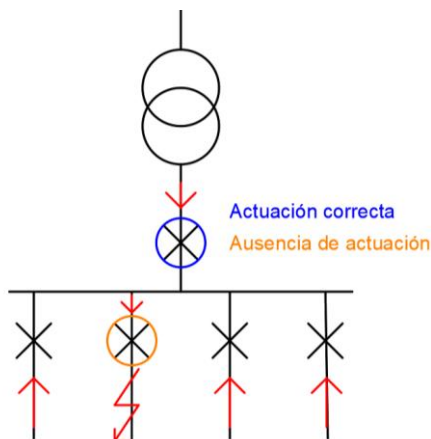


Figura 99. Actuación de la protección ante falta en línea M.T. con ausencia de actuación de la misma.

**c) Falsa en transformador con ausencia de actuación en interruptores de ambos lados:**

Para despejar la falsa, abrirán sus interruptores todas las líneas “aguas arriba” del lado de Alta Tensión del transformador, ya que son las líneas que suministran la energía eléctrica al lado de Baja Tensión.

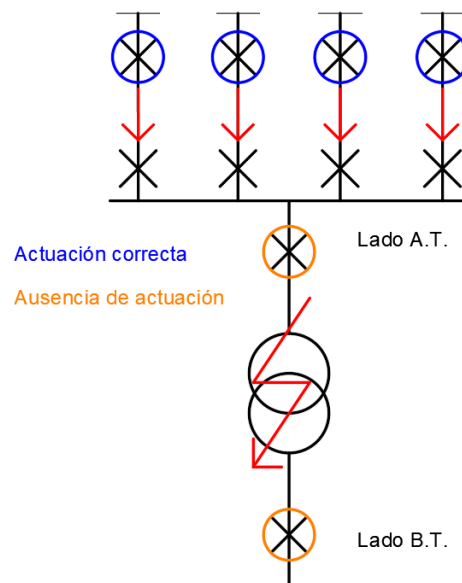


Figura 100. Actuación del sistema de protección ante una falsa en un transformador con ausencia de actuación del mismo.

**d) Conclusiones:**

La ausencia de actuación de una posición puede ser debida a diversas causas, de las cuales, las más comunes son:

- Avería del relé de protección: por obsolescencia o años de vida, por ejemplo.
- Avería del interruptor de la posición: por ejemplo, la misma causa que genera la falsa produce la avería del interruptor (un rayo, caída de un gran árbol, etc.).
- Mal conexionado en alguno de los componentes del Sistema de Protecciones: T.T., T.I., relé, remota, interruptor, etc.
- Ajustes de funciones de protección del relé incorrectos: por ejemplo, si el valor de ajuste de sobreintensidad en el relé es demasiado alto, no disparará en caso de falsa debido a que el valor de la corriente de cortocircuito es menor que dicho valor.
- Actuación correcta con ausencia de señalización: es posible que, realmente, haya disparado el relé de protección ante la falsa y se haya producido un error en la señalización de tal forma que no se muestre en el registro de señales de la remota o centro de control. En ese caso, se confirmará en el propio historial del relé en campo.
- Relé defectuoso: es poco probable, pero un relé puede tener un error de fábrica.

**E.2.2. Descoordinación de un relé de protección:**

Se produce descoordinación en el Sistema de Protecciones cuando, ante una falsa, dispara el relé de una protección que no debería haber actuado ante la falsa. En la Figura 101, se produce falsa en un elemento de la red cualquiera con actuación en las posiciones del elemento en falsa y de una posición adyacente que no debería haber actuado.

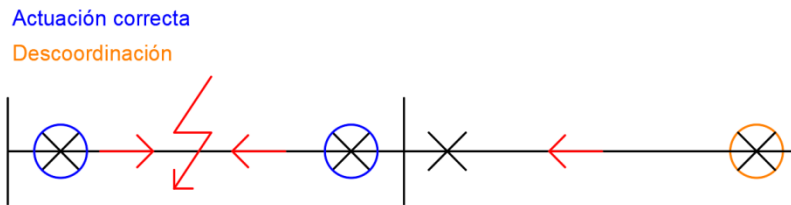


Figura 101. Descoordinación del extremo de un circuito ante una falta en circuito adyacente.

Las causas que producen una descoordinación son las siguientes:

- Ajustes erróneos del relé: una introducción errónea de ajustes en el relé puede implicar que no actúe en el tiempo deseado y lo haga la protección de una posición adyacente antes que la posición de la protección deseada. También puede ocurrir al contrario (por error en el cálculo de los ajustes, puede disparar antes de tiempo una posición adyacente al entorno de la falta).
- Retraso en la apertura del interruptor: por varias circunstancias, se puede producir un retraso en la apertura del interruptor que provoca el disparo del relé de una posición adyacente antes que la posición de la protección deseada.
- Falta resistiva: cuando la falta que se produce es muy resistiva, por la ley de Ohm, la intensidad de cortocircuito es mucho menor que la de una falta poco resistiva. Esto puede implicar que la protección de la posición que se encuentra en falta no la detecte y lo haga en su defecto una posición “aguas arriba” de la misma.

### E.2.3. Actuación de un relé sin existencia de falta:

Cuando la protección de una posición actúa sin que haya ninguna razón aparente (no dispara el otro extremo del circuito, no se encuentra ninguna avería en el elemento, etc.), lo más probable es que no se haya producido falta real. Las causas que pueden producir un disparo de un relé sin falta son:

- Perturbación en la red sin ser falta: por ejemplo, la energización de un transformador (fenómeno explicado en Anexo D) puede provocar disparos de relés debido al cambio transitorio que se produce en la situación de servicio de la Red.
- Avería del relé: cuando se produce la avería de un relé, puede provocar disparos repetitivos sin ninguna causa aparente.
- Ajustes de funciones de protección incorrectos: por ejemplo, si se carga un valor de sobreintensidad demasiado bajo, puede provocar que dispare en caso de que la carga del Sistema se incremente, sin haberse producido falta real.



**E.2.4. Falta en apoyo común a dos o más circuitos:**

Una situación común es que se produzca una falta simultánea en dos o más circuitos a la vez. Esto suele ser debido a que hay tramos comunes a varios circuitos en los que se comparten los apoyos, de tal forma que, si se produce falta en uno de estos apoyos, la falta será común para todos los circuitos. En este caso, deberán actuar los dos extremos de todos los circuitos que compartan el apoyo donde se ha producido la falta (tal y como se muestra en la Figura 102).

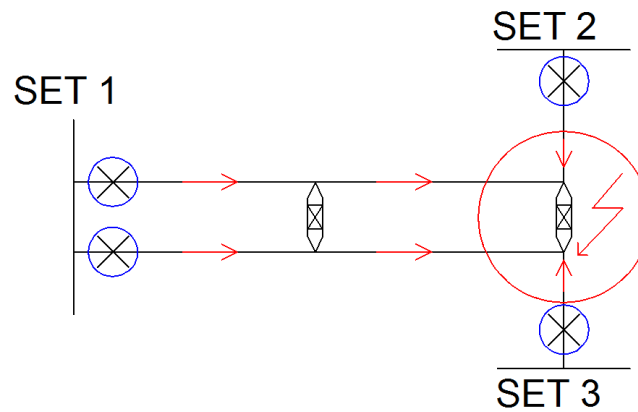


Figura 102. Falta en múltiple circuito por apoyo común.



## ANEXO F

### Generación de informe automático de incidencia

El principal objetivo de este aplicativo desarrollado mediante programación VBA de Microsoft Excel, es facilitar la realización del informe de la incidencia (explicado en el Capítulo 8) mediante su generación automática a partir de la introducción de los datos necesarios, tal y como se procede a explicar a continuación. Al ejecutar la macro de Excel, aparecerá el formulario que se muestra en la siguiente figura:

The screenshot shows a web-based form titled "INFORME DE INCIDENCIA" with the "e-distribución" logo. The form includes the following elements:

- Header:** "e-distribución" logo.
- Form Fields:**
  - FECHA:** A date input field labeled 1).
  - HORA:** A time input field labeled 2).
  - TIPO:** A dropdown menu labeled 2).
  - NOMBRE:** A text input field.
  - SUBESTACIONES INFORME PI:** A dropdown menu labeled 7).
- ACTUACIONES:** A large text area labeled 3) for recording actions.
- ANÁLISIS:** A large text area labeled 4) for analysis.
- ACCIONES:** A large text area labeled 5) for actions.
- CONCLUSIONES:** A large text area labeled 6) for conclusions.
- Buttons:**
  - "AÑADIR ACTUACIÓN" and "BORRAR" buttons next to the ACTUACIONES section.
  - "AÑADIR ACCIONES" and "BORRAR" buttons next to the ACCIONES section.
  - A "BORRAR" button next to the SUBESTACIONES INFORME PI dropdown.
  - A large "GENERAR INFORME" button labeled 8) at the bottom right.

Figura 103. Formulario del aplicativo "Generar Informe de Incidencia".

Una vez rellenados todos los campos indicados, se generará el informe conteniendo todos los aspectos que hasta ahora se redactaban a mano (fecha, hora, entorno, actuaciones de las protecciones, análisis, relatorio de señales del informe PI de las subestaciones deseadas y el día de la incidencia, etc).

A continuación, se procede a explicar cada uno de los objetos del formulario paso a paso.

## 1) Fecha y hora

El primer paso será introducir la fecha y hora en la que se ha producido la incidencia. Para la fecha, pulsando el botón mostrado en la Figura 104, se desplegará un nuevo *UserForm* con un calendario para escoger el día que en el que se ha producido la incidencia. La hora se introducirá a mano en el *TextBox* correspondiente.

The screenshot shows the 'e-distribución' application interface. At the top, there's a logo and a title bar. Below it, the 'ENTORNO' section contains a 'TIPO' dropdown menu and a 'NOMBRE' text box. To the left, there are 'FECHA' and 'HORA' fields. The 'FECHA' field shows '12/10/2019' and the 'HORA' field shows '22:22'. A calendar pop-up is open, showing the month of October 2019. The date '15' is selected. The calendar has columns for 'lu.', 'ma.', 'mi.', 'ju.', 'vi.', 'sá.', and 'do.'. Below the calendar, there are buttons for 'ADIR ACTUACIÓN' and 'BORRAR'. To the right of the calendar, there's a 'SUBESTACIONES INFORME PI' dropdown menu and a 'BORRAR' button.

Figura 104. Introducción de fecha y hora en las que se ha producido la falta en el formulario.

## 2) Entorno de la incidencia:

El siguiente paso será introducir el entorno supuesto tras el análisis inicial de la incidencia. Para ello, primero habrá que elegir el tipo de elemento en el que se ha producido la incidencia: línea de Alta Tensión, línea de Media Tensión, transformador o barras. Para ello, se desplegará el *ComboBox* que se observa en la Figura 105. Una vez escogido el elemento, se desplegará un nuevo *UserForm* (distinto para cada elemento) el cual se explicará a continuación.

The screenshot shows the 'e-distribución' application interface. At the top, there's a logo and a title bar. Below it, the 'ENTORNO' section contains a 'TIPO' dropdown menu. The dropdown menu is open, showing the following options: 'LÍNEA AT', 'LÍNEA MT', 'TRAFO', and 'BARRAS'. To the left of the dropdown, there are 'FECHA' and 'HORA' fields. The 'FECHA' field shows '12/10/2019' and the 'HORA' field shows '22:22'. Below the 'FECHA' field, there's a button labeled 'ACTUACIONES'. To the right of the dropdown, there's a 'NOMBRE' text box. Below the 'NOMBRE' text box, there's a 'SUBESTACIONES INFORME PI' dropdown menu.

Figura 105. Elección del tipo de elemento (entorno) en el que se ha producido la falta como suposición del análisis inicial.

En caso de elegir como elemento "LÍNEA AT" (línea de Alta Tensión), se desplegará el *UserForm* que se muestra en la Figura 106. Simplemente habrá que seleccionar en el *ComboBox* el circuito en el que se ha producido la incidencia.

The screenshot shows the 'e-distribución' application. In the background, the 'ENTORNO' section has 'FECHA' set to 12/10/2019, 'HORA' to 22:22, 'TIPO' set to 'Circuito AT', and an empty 'NOMBRE' field. A modal dialog titled 'SELECCIONAR CIRCUITO' is open, displaying a list of circuits. The selected circuit is 'MEQUINENZA CASPE'. Other circuits in the list include MARCEN SARIÑENA, MARCEN TARDIENTA, MARRACOS LANIPIEL, MARRACOS SOTONERA, MARRACOS VALDESPART, MARTIN RIO UTRILLAS, and MEQUINENZA RENFEFABAR. The dialog has 'ACEPTAR' and 'BORRAR' buttons.

Figura 106. Elección del circuito A.T. donde se ha producido la falta.

En el caso de que el entorno sea una línea de Media Tensión, se desplegará un nuevo *UserForm* en el que se deberá elegir la subestación en la que se encuentra la línea, el nivel de tensión de la línea y el nombre de la línea de Media Tensión (ver Figura 107).

The screenshot shows the 'e-distribución' application. In the background, the 'ENTORNO' section has 'FECHA' set to 12/10/2019, 'HORA' to 22:22, 'TIPO' set to 'Línea MT', and an empty 'NOMBRE' field. A modal dialog titled 'SELECCIONAR LINEA MT' is open. It contains three fields: 'SUBESTACIÓN' with the value 'PI\_FUENTES', 'TENSIÓN' with the value '15', and 'NOMBRE LÍNEA' with the value 'Polígono Industrial Fuentes'. The dialog has 'ACEPTAR' and 'BORRAR' buttons.

Figura 107. Elección de la línea M.T. donde se ha producido la falta.

En el caso de que el entorno sea un transformador, en el *UserForm* que se despliega se deberá introducir la subestación en la que se encuentra y el nº del transformador (ver Figura 108). La casilla de relación de transformación se rellena de manera automática al elegir el transformador, es puramente informativa.

The screenshot shows the 'e-distribución' application. In the background, the 'ENTORNO' section has 'FECHA' set to 12/10/2019, 'HORA' to 22:22, 'TIPO' set to 'Trafo', and an empty 'NOMBRE' field. A modal dialog titled 'SELECCIONAR TR' is open. It contains three fields: 'SUBESTACIÓN' with the value 'ACTUR', 'TRAFO' with the value 'TR1', and 'RELACIÓN' with the value '45/10'. The dialog has 'ACEPTAR' and 'BORRAR' buttons.

Figura 108. Elección del transformador en el que se ha producido la falta.

### 3) Actuaciones de los relés del Sistema de Protecciones:

Una vez introducidos todos los datos anteriores, se deben añadir las actuaciones realizadas por el Sistema de Protección ante la falta. La forma de introducir los datos para las actuaciones es similar a la elección del entorno de la incidencia explicada en el paso 2.

Para las actuaciones de las posiciones de una línea A.T., se escoge la línea deseada y se introducen las actuaciones de los relés de cada extremo, tal y como se observa en la Figura 109:

The screenshot shows a software interface for recording protection actions. The main window is titled 'ACTUACIONES'. It contains a list of actions for a specific circuit. The circuit is 'HUERVA MIRAFLORES' and the voltage is '45'. The actions are listed in a table with columns for 'EXTREMOS' and 'ACTUACIONES'. The actions are: 'Disparo por función distancia (21)' for the 'HUERVA' extremity and 'Disparo por máxima intensidad de fases (51F)' for the 'MIRAFLORES' extremity. There are buttons for 'AÑADIR ACTUACIÓN', 'BORRAR', and 'AÑADIR'.

Figura 109. Introducción de las actuaciones realizadas por las protecciones de líneas A.T. ante la falta.

Para las actuaciones de una posición de línea de M.T., se debe elegir la subestación en la que se encuentra la línea, el nivel de tensión de la línea, el nombre de la línea y la actuación que realiza el relé de protección (ver Figura 110).

The screenshot shows a software interface for recording protection actions for Medium Voltage (M.T.) lines. The main window is titled 'ACTUACIONES'. It contains a list of actions for a specific substation. The substation is 'ACTUR' and the voltage is '15'. The actions are listed in a table with columns for 'SUBESTACIÓN', 'TENSIÓN', 'NOMBRE DE LA LÍNEA', and 'ACTUACIÓN'. The actions are: 'Disparo por máxima intensidad de fases' for the 'Gran Casa' line. There are buttons for 'AÑADIR ACTUACIÓN', 'BORRAR', and 'AÑADIR'.

Figura 110. Introducción de las actuaciones realizadas por las protecciones de líneas M.T. ante la falta.

Para las actuaciones realizadas por la protección de un transformador, se deberá introducir la subestación en la que se encuentra, el nº del transformador y la actuación que realiza el relé de protección, tal y como se muestra en la siguiente figura:

The screenshot shows a software window titled 'ACTUACIONES'. It contains a list of actions:

- Circuito HUERVA - MIRAFLORES :
- SET HUERVA L/45kV MIRAFLORES: Disparo por función distancia (21)
- SET MIRAFLORES L/45kV HUERVA: Ausencia de actuación
- ACTUR L/15 kV Gran Casa: Disparo por máxima intensidad (51F)

Below the list are buttons 'AÑADIR ACTUACIÓN' and 'BORRAR'. A modal window 'UserForm5' is open, showing a form with the following fields:

- SUBESTACION**: Dropdown menu with 'ELEV.AGUAS' selected.
- TRAFO**: Dropdown menu with 'TR1' selected.
- RELACIÓN**: Text field with '47/9,5/9,5'.
- ACTUACIÓN**: Text field with 'Disparo por función diferencial (87T)'.

At the bottom of the modal is an 'AÑADIR' button. To the right of the main window is a 'SUBESTACIONES INFORME PI' section with a dropdown menu and a 'BORRAR' button.

Figura 111. Introducción de las actuaciones realizadas por las protecciones de un transformador ante la falta.

Una vez introducidas todas las actuaciones del Sistema de Protecciones de la incidencia, se recogerán en el *ListBox* que se muestra en la Figura 112.

The screenshot shows a software window titled 'GENERAR INFORME INCIDENCIA'. It features the 'e-distribución' logo and a form with the following fields:

- FECHA**: Date input field.
- HORA**: Time input field.
- ENTORNO**: Section containing a 'TIPO' dropdown menu and a 'NOMBRE' text field.

Below the form is a list of actions:

- Circuito HUERVA - MIRAFLORES :
- SET HUERVA L/45kV MIRAFLORES: Disparo por función distancia (21)
- SET MIRAFLORES L/45kV HUERVA: Ausencia de actuación
- ACTUR L/15 kV Gran Casa: Disparo por máxima intensidad (51F)
- ELEV.AGUAS TR1 47/9,5/9,5 kV: Disparo por función diferencial (87T)

At the bottom are buttons 'AÑADIR ACTUACIÓN' and 'BORRAR'. To the right is a 'SUBESTACIONES INFORME PI' section with a dropdown menu.

Figura 112. Actuaciones de las protecciones añadidas de una incidencia.

#### 4) Análisis de la incidencia:

En este campo, se realiza la descripción del análisis inicial de la incidencia. Esta descripción se redacta mano en el cuadro de texto, tal y como se observa a continuación:

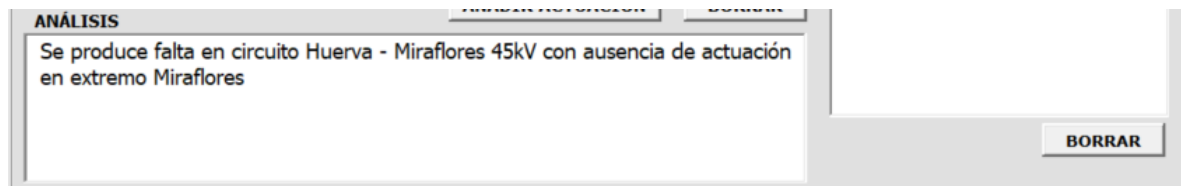


Figura 113. Introducción del análisis inicial de la incidencia en el formulario.

#### 5) Acciones a realizar para abordar la incidencia:

Para indicar las acciones que se han de realizar, se escogerá la posición de la subestación deseada y se redactará las acciones a realizar en dicha posición. Al igual que en los pasos 2, 3 y 4, se escoge el tipo de elemento deseado (transformador, línea de Alta Tensión, etc.)

En caso de que el elemento escogido sea un circuito de Alta Tensión, se escogerá el circuito deseado en el *ComboBox* que se muestra en la Figura 114. Tras escogerlo, se redactará las acciones a realizar en cada uno de los dos extremos.

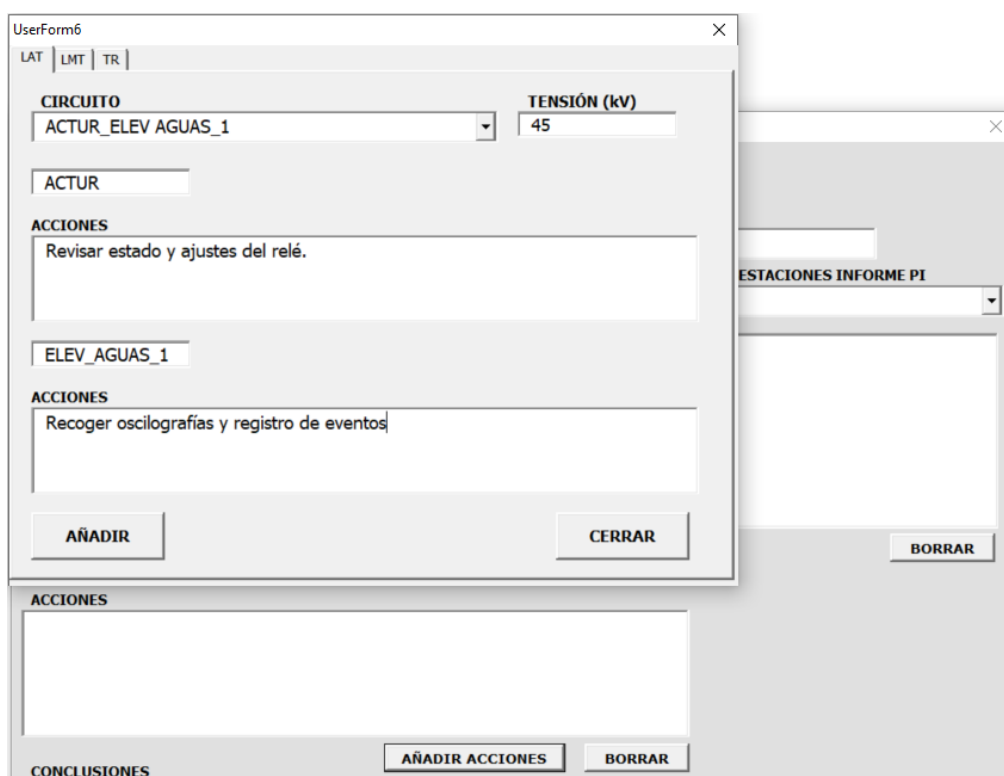


Figura 114. Introducción de las acciones a realizar en posiciones de líneas A.T.

En caso de realizar acciones en una línea de Media Tensión, se debe elegir la subestación en la que se encuentra la línea, el nivel de tensión de la línea, el nombre de la línea y las acciones deseadas a realizar en la posición, tal y como se observa en la Figura 115.



UserForm6

LAT | LMT | TR

**SUBESTACIÓN**  
ACTUR

**TENSIÓN**  
15

**NOMBRE DE LA LÍNEA**  
Gran Casa

**ACCIONES**  
Recoger oscilografías y registro de eventos

AÑADIR CERRAR

**ACCIONES**  
SET ACTUR L/ 45 kV ELEV\_AGUAS\_1: Revisar estado y ajustes del relé.  
SET ELEV\_AGUAS\_1 L/ 45 kV ACTUR: Recoger oscilografías y registro de eventos

CONCLUSIONES AÑADIR ACCIONES BORRAR

ESTACIONES INFORME PI

BORRAR

Figura 115. Introducción de acciones a realizar en posiciones de líneas M.T. para el posterior análisis riguroso.

Para añadir acciones a posiciones de transformador, se debe elegir en los *ComboBox* señalados en la Figura 116: la subestación en la que se encuentra el transformador y el nº del transformador deseado. La relación de transformación se añade de manera automática al escoger el nº del transformador (es puramente informativa).

UserForm6

LAT | LMT | TR

**SUBESTACION**  
ACTUR

**TRAFO**  
TR1

**RELACIÓN**  
45/10

**LADO AT - ACCIONES**  
Cargar nuevos ajustes en el relé

**LADO BT - ACCIONES**  
Cargar nuevos ajustes en el relé

AÑADIR CERRAR

CONCLUSIONES AÑADIR ACCIONES BORRAR

ESTACIONES INFORME PI

BORRAR

Figura 116. Introducción de actuaciones en posiciones de un transformador para el posterior análisis riguroso.

## 6) Conclusiones:

En el *TextBox* mostrado en la Figura 117, se redacta a mano a modo de resumen de análisis inicial, las conclusiones de la incidencia.

Figura 117. Introducción de las conclusiones de análisis inicial.

## 7) Subestaciones a filtrar en el Informe PI:

En el informe a generar se adjuntará el relatorio de señales del informe PI del día de la incidencia de manera automática. Para adjuntar solo las señales que interesan en la incidencia, se deben escoger en el *ComboBox* mostrado en la Figura 118, las subestaciones que se desean filtrar en el Informe PI.

Figura 118. Elección de las subestaciones a filtrar en el Informe PI.

## 8) Generar informe:

Una vez rellenados todos los campos del aplicativo, al pulsar el *CommandButton* "GENERAR INFORME", se generará de forma automática el informe de la incidencia. En el siguiente apartado de este Anexo se muestra el resultado que se obtiene del informe.

### F.1.1. Ejemplo del aplicativo:

Supongamos que, en la noche del día del Pilar, se ha producido una falta a tierra en el circuito 1 Actur – Elevación Aguas. Al documentarse de la falta con el informe diario redactado por el Centro de Control, el informe PI y el esquema ortogonal de la red se llega a la conclusión de que la actuación de la protección ha sido incorrecta, debido a que sólo actúa en el extremo de Actur. Como la falta no ha sido despejada por ausencia de actuación en el extremo Elevación Aguas del circuito, actúa en el nodo siguiente: extremo Paraíso del circuito Elevación Aguas - Paraíso. En la siguiente imagen se observa la falta y actuación explicada:

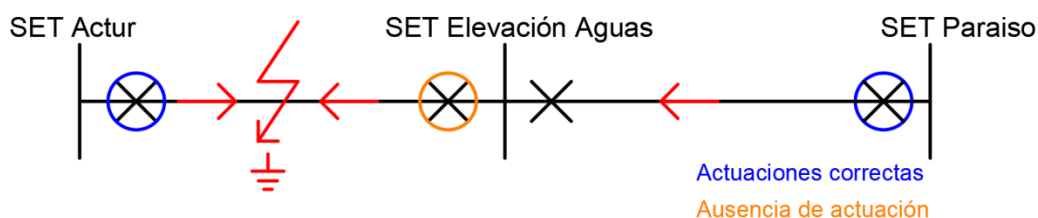


Figura 119. Falta en circuito con falta de actuación en uno de los extremos.

Para realizar el informe, se introducen los datos en el formulario, tal y como se ha explicado en este Anexo. Una vez rellenado el formulario, queda de la siguiente manera:

Figura 120. Formulario del aplicativo "Generar informe de incidencia" con los campos rellenos.

Cuando se pulsa el *CommandButtom* “GENERAR INFORME”, se realiza de manera automática el siguiente informe:

Mensaje sin enviar.

Para... Arenaz Peralo, Álvaro (EXTERNO UNIVERSIDAD DE ZAR); |

CC...

Enviar

Asunto: Incidencia 191012 Circuito Actur - Elevación Aguas

Con fecha 12/10/19 a las 22:22 h se produce una incidencia en el circuito Actur- Elevación Aguas 45kV con el siguiente resultado:

**Actuaciones**

- SET Actur L/45kV Elevación Aguas: Disparo por función distancia (21)
- SET Elevación Aguas L/45kV Actur: Ausencia de actuación
- SET Paraíso L/45kV Elevación Aguas (561): Disparo por máxima intensidad (51F)

**Análisis**

- La red se encontraba en situación estable.
- A continuación se muestra el informe PI del momento de la incidencia:

SPQ	ACTUR /45/ELEV_AGUAS	756681773	ARRANQUE PROTECCION PRINCIPAL	+	ARRANQUE PROTECCION PRINCIPAL	19/09/2019 19:38:07	ACTUR
SPQ	ACTUR /45/ELEV_AGUAS	756681773	ACTUACION PROTECCION	+	DISPARO PROTECCION APOYO	19/09/2019 19:38:07	ACTUR
INT	ACTUR /45/ELEV_AGUAS	4087457	POSICION	AB	Posicion: Abierto	19/09/2019 19:38:08	ACTUR
SPQ	PARAISO/45/ELEV_AGUAS	2667265003	ARRANQUE PROTECCION PRINCIPAL	-	ARRANQUE PROTECCION PRINCIPAL	19/09/2019 19:38:10	PARAISO
SPQ	PARAISO/45/ELEV_AGUAS	2667265003	ACTUACION PROTECCION	-	DISPARO PROTECCION PRINCIPAL	19/09/2019 19:38:10	PARAISO
INT	PARAISO/45/ELEV_AGUAS	4087457	POSICION	AB	Posicion: Abierto	19/09/2019 19:38:12	PARAISO
INT	ACTUR /45/ELEV_AGUAS	2667265467	MANDO POSICION		Posicion : Cerrado	19/09/2019 19:44:13	ACTUR
INT	PARAISO/45/ELEV_AGUAS	4087457	MANDO POSICION		Posicion : Cerrado	19/09/2019 19:44:42	PARAISO

- Tras el análisis del informe PI: Se supone falta en circuito Actur - Elevación Aguas 45kV con actuación correcta en extremo Actur (disparo por función 21) y ausencia de actuación en extremo Elevación Aguas. Por dicha ausencia de actuación, dispara SET Paraíso L/45kV Elevación Aguas.

**Conclusiones**

- Falta en circuito Actur - Elevación Aguas con ausencia de actuación en extremo Elevación Aguas, disparando en su defecto SET Paraíso L/45kV Elevación Aguas. Pendiente de análisis riguroso tras recogida de oscilografías y eventos.

**Acciones**

- SET Actur L/45kV Elevación Aguas: Recoger oscilografías y registro de eventos
- SET Elevación Aguas L/45kV Actur: Revisar estado y ajustes del relé
- SET Paraíso L/45kV Elevación Aguas: Recoger oscilografías y registro de eventos

Figura 121. Resultado de la generación automática del informe a partir del aplicativo.

Este informe queda incorporado a un correo para el envío a los responsables o personas implicadas en su resolución.

Tal y como se ha explicado en la memoria, en los meses restantes de la beca se seguirá desarrollando el aplicativo con el fin de que tenga más prestaciones funcionales. Los objetivos marcados del desarrollo de esta herramienta informática son:

- Poder ampliar la información de la incidencia generada inicialmente con el fin de justificarla y cumplimentarla, una vez resuelta la incidencia.
- Generar un histórico de incidencias y actuaciones asociadas permitiendo controlar y realizar un seguimiento de las intervenciones pendientes y finalizadas. De esta forma, para futuros casos similares, se podrá seguir como referencia las incidencias cumplimentadas.
- Realizar un formulario de consulta en el mismo Excel, funcionando como Base de Datos. De esta forma, todas las incidencias analizadas queden registradas en el aplicativo para poder ser consultadas en el futuro a través de una sencilla búsqueda en un formulario.

## BIBLIOGRAFÍA DEL TRABAJO DE FIN DE GRADO

- [1] William D. Stevensson – “Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia”. McGraw Hill.
- [2] Paulino Montané – “Protecciones en las instalaciones eléctricas”. Marcombo.
- [3] Ignacio J. Ramírez Rosado, Juan A. Martínez Velasco, Juan A. Fuentes Moreno, Eduardo García Garrido, Luis A. Fernández Jiménez, Pedro J. Zorzano Santamaría – “Problemas resueltos de Sistemas de Energía Eléctrica”. Paraninfo
- [4] “Criterios de ajuste y coordinación en la Red Peninsular”. Red Eléctrica Española.
- [5] Curso CAPE de C.I.R.C.E. para Endesa Distribución Eléctrica.
- [6] Manual “Transview Software” de OMICRON.
- [7] VBA en Excel – Excel Avanzado. Consultado en Octubre de 2019. La dirección web es:  
<https://www.excel-avanzado.com/vba-excel>
- [8] Joseph A. Edminister – “Circuitos eléctricos”. McGraw Hill.
- [9] “Cálculo de corrientes de cortocircuito”. Cuaderno Técnico nº 158.
- [10] “CAPE – Reference manuals and tutorials” Electron International.
- [11] “Manual de Microsoft Visual Basic”. Elías G. Castillo.
- [12] NORMA GE SFZ001: “Criterios funcionales para subestaciones eficientes de AT/MT”. G Grupo Endesa Dirección General de Distribución.
- [13] NORMA GE NZC001: “Procedimiento para la confección de proyectos de Control y Protección”. Grupo Endesa Dirección General de Distribución.
- [14] NORMA GE SNC006: “Sistema integrado de Control y Protección para subestaciones” Grupo Endesa Dirección General de Distribución.